



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

TEEMU KOHO
LOISTEHON JA MAASULKUVIRTOJEN KEHITTYMINEN JA KOM-
PENSOINTI OULUN ENERGIA SIIRTO JA JAKELU OY:N JAKELU-
VERKOSSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
31. toukokuuta 2017

TIIVISTELMÄ

TEEMU KOHO: Loistehon ja maasulkuvirtojen kehittyminen ja kompensointi Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n jakeluverkossa
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 81 sivua
Huhtikuu 2018
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Pääaine: Sähköverkot –ja markkinat
Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: loisteho, maasulkuvirta, jakeluverkko, kompensointi

Vuonna 2013 voimaan tullut sähkömarkkinalaki asettaa jakeluverkkoyhtiöille tiukat vaatimukset sähkön toimintavarmuudesta. Näihin vaatimuksiin päästäkseen jakeluverkkoyhtiöt ovat aloittaneet mittavat investoinnit ilmajohtojen maakaapeloinniseksi. Maakaapelilla on kuitenkin ilmajohtoja huomattavasti suurempi kapasitanssi, josta seuraa suuri muutos jakeluverkkojen loistehoihin ja maasulkuvirtoihin.

Jakeluverkkoyhtiöiden loistehon kasvu on aiheuttanut ongelmia etenkin kantaverkon kuormitukselle. Kantaverkon reaktorikapasiteetti on mitoitettu kantaverkon oman loistehon mukaan, ja jakeluverkkoyhtiöiden puolelta kantaverkkoon päätynyt loisteho on kulluttanut tätä reaktorikapasiteettia. Reaktorikapasiteetin loppumisesta kantaverkosta seuraa jännitteen nousua ja epästabiilisuutta. Tästä syystä Fingrid haluaa rajoittaa jakeluverkoista kantaverkkoon päätyvän loistehon määrään ja on ottanut käyttöön loistehomaksut, joiden pyrkimyksenä on asettaa jakeluverkkoyhtiöille taloudellinen paine kompensoida oman verkkonsa loisteho.

Kahdelle Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n sähköasemalle asennettiin joulukuussa 2016 kapasitiivisen loistehon kompensointikuristimet. Nämä 1 Mvar suuruiset kuristimet eivät kuitenkaan ole riittäviä kompensoimaan asemien kantaverkon liittymispisteiden loistehokuormaa sillä tavalla, etteikö liittymispisteiltä muodostuisi loistehomaksuja. Loistehomaksuista muodostuu OESJ:lle suuri kuluerä, jonka välttämien olisi kannattavaa.

Tätä työtä varten selvitettiin liittymispisteiden loistehokuorman suuruus nykyhetkellä sekä tulevaisuudessa OESJ:n verkostostrategia 2035 mukaisesti kehitetyssä jakeluverkossa. Näiden tietojen pohjalta on muodostettu ehdotukset lisäkompensoinnin määrästä ja sijoituspaikoista, sekä arvioitu investointien takaisinmaksuaikaa. Verkkoon tarvittaisiin lisää kompensointitehoa yhteensä 4 Mvar edestä. Tällöin kompensoinnin määrä olisi riittävällä tasolla jolla välttyään loistehomaksuilta.

Liittymispisteiden loistehon lisäksi työssä tarkasteltiin Yli-Iin verkkoalueen, joka on muusta OESJ:n jakeluverkosta erillinen verkko, maasulkuvirtojen kompensointia. Yli-Iissä tapahtuu huomattava osa OESJ:n jakeluverkon lyhytkestoisista keskeytyksistä. Kompensoimalla maasulkuvirrat pyritään vähentämään valokaari- ja maasulkuvikojen määrä, josta seuraa pienempi määrä lyhytkestoisia keskeytyksiä. Tämän lisäksi pienemmät maasulkuvirrat parantavat verkon turvallisuutta. Yli-Iin maasulkuvirtojen kompensointi johtolähtökohtaisesti hajautetulla kompensoinnilla todettiin pääosin kannattavaksi.

ABSTRACT

TEEMU KOHO: Development and compensation of reactive power and ground fault currents in Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy's distribution network

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 81 pages

April 2018

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power grids and market

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: reactive power, ground fault current, distribution network, compensation

The electricity market law that came into effect in 2013 sets strict requirements for distribution network reliability. To meet these requirements, distribution network companies have started big investments to turn overhead networks into underground cables. Underground cables have several times bigger capacitances than overhead power lines, which causes great changes in the reactive power and ground fault currents of the distribution network.

The increased capacitive reactive power in distribution networks has caused troubles with load capacity in Fingrid's national transmission network. The reactive compensation capacity in Fingrid's network has been rated for the network's own reactive power generation. Reactive power coming in from the local distribution networks uses up this capacity. If all of the reactive compensation capacity is used up, the excess reactive power will cause rising of voltages and instability in the transmission network. For this reason, Fingrid wants to limit the amount of reactive power fed into the transmission network from the distribution network side. To this end, Fingrid utilizes reactive power fees that are meant to cause a financial incentive for distribution network holders to compensate their own reactive power.

In December 2016 1 Mvar reactors were installed on two of Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy's substations. However, these reactors are not enough to compensate for all the reactive power fed into the national transmission network from these substations. The resulting reactive power fees are a big expense, one of which OESJ wants to avoid.

For this thesis work, the reactive power distribution was studied in the current OESJ distribution network, as well as in the future distribution network, developed according to the Network strategy 2035. Based on this information, the suggestions for the amount and locations of additional reactive compensation capacity were formed. The payback time for these investments was also estimated. The OESJ distribution network would need in total 4 Mvar of additional reactive compensation power.

The ground fault currents in the Yli-Ii network area were studied in this thesis. Yli-Ii's network is separate from the rest of the OESJ distribution network. A significant portion of OESJ's short timed distribution interruptions happen in Yli-Ii. The aim is to reduce the amount of these interruptions by compensating the ground fault currents in this network. The smaller ground fault current will also increase the safety of the network. Distributed compensation of the ground fault currents in the network was found to be mostly viable.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n antamasta aiheesta pääasiassa toukokuun ja marraskuun välisenä aikana vuonna 2017. Työn ohjaajina verkkoyhtiössä toimivat diplomi-insinöörit Jarno Liimatainen ja Otto Honkasalo. Työn tarkastaja oli Tampereen teknillisen yliopiston professori Sami Repo.

Haluaisin kiittää Oulun Energiaa mielenkiintoisesta diplomityöaiheesta tarpeellisen projektin parissa, sekä ohjaajiani Liimataista ja Honkasaloa ohjeista ja neuvoista työn tekemiseen. Lisäksi kiitän muuta Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n henkilökuntaa, jotka auttoivat työn tarvitsemien tietojen kanssa. Kiitokset myös professori Revolle työn tarkastamisesta ja kommentteista sekä ohjeista työn parantamiseksi.

Haluan osoittaa kiitokset myös vanhemmilleni heidän työn aikana osoittamastaan suuresta tuesta.

Lopuksi haluan pahoitella työn viimeistelyn kohtuuttomasta viivästymisestä kaikille aiheutunutta haittaa.

Oulussa, 12.4.2017

Teemu Koho

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	LOISTEHO	3
2.1	Pätöteho, loisteho ja näennäisteho	3
2.2	Tehojen laskenta.....	4
2.2.1	Pätöteho.....	7
2.2.2	Loisteho.....	7
2.2.3	Kompleksinen teho ja tehokolmio	9
2.3	Loistehoa tuottavat ja kuluttavat verkon komponentit.....	10
2.3.1	Johdot ja kaapelit	11
2.3.2	Ferranti-ilmiö	14
2.3.3	Rinnakkaiskondensaattorit	14
2.3.4	Sarjakondensaattorit.....	15
2.3.5	Estokelaparisto	16
2.3.6	Reaktorit.....	16
2.4	Kuluttajakuorman loistehon ja tehokertoimen muutos	17
2.5	Loistehomaksut	18
2.5.1	Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n loistehomaksut	18
2.5.2	Kantaverkkoyhtiö Fingridin jakeluverkkoyhtiöiltä laskuttamat loistehomaksut.....	19
3.	MAASULUT	22
3.1	Maasulkuvirran laskenta	23
3.2	Maasta erotettu verkko	24
3.3	Sammutettu verkko	25
3.4	Suoraan maadoitettu verkko.....	27
3.5	Maasulkukerroin.....	27
3.6	Maasulkuvirran kompensointi.....	28
4.	OULUN ENERGIA SIIRTO JA JAKELU OYN JAKELUVERKKO	29
4.1	Oulun Energia -konserni	29
4.1.1	Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy	30
4.2	OESJ:n Jakeluverkon nykytila	30
4.2.1	Verkon kuormitustilanne ja tehonjako	33
4.2.2	Loistehon ylitykset liittymispisteissä	35
4.2.3	Verkon viat ja keskeytykset	44
4.2.4	Verkon maasulkuvirrat.....	47
4.3	Jakeluverkon tuleva kehitys verkostostrategian 2035 mukaan	51
4.3.1	Kanta-Oulun ja Kiimingin verkko	52
4.3.2	Yli-Iin verkko.....	53
5.	LOISTEHON KOMPENSOINTI KANTA-OULUN JA KIIMINGIN JAKELUVERKOSSA	55
5.1	Investointikustannusten laskenta.....	55

5.1.1	Kustannuksen annuiteetti	55
5.1.2	Häviökustannukset	56
5.1.3	Takaisinmaksuaika	57
5.2	Hiukkavaaran liittymispiste vuoteen 2021 asti	58
5.3	Leväsuon liittymispiste	59
5.4	Hiukkavaaran ja Leväsuon liittymispisteiden kustannuslaskelmat	63
5.5	Nurmijärven liittymispiste	64
5.6	Nurmijärven liittymispisteen kustannuslaskelmat	66
5.7	Investointien kokonaiskustannukset	67
6.	MAASULKUVIRTOJEN KOMPENSOINTI JA EHKÄISY YLI-IIN JAKELUVERKOSSA	68
6.1	KAH -kustannusten laskenta	69
6.2	Pohjukan johtolähtö	71
6.3	Tannilan johtolähtö	72
6.4	Haapakosken johtolähtö	73
6.5	Iin johtolähtö	74
6.6	Yhteenveto Yli-Iin maasulkuvirran kompensoinnista	75
7.	YHTEENVETO	77
	LÄHTEET	80

KUVALUETTELO

<i>Kuva 1: Jännitteen, virran ja tehon kuvaajat kun vaihesiirtokulma $\varphi=0^\circ$.</i>	5
<i>Kuva 2: Jännitteen, virran ja tehon kuvaajat induktiivisella kuormalla, vaihesiirtokulma $\varphi=60^\circ$. Virta on nyt jännitettä jäljessä ja tehon aikakeskiarvo on laskenut, jolloin siirtyvän pätötehon osuus on myös laskenut.</i>	6
<i>Kuva 3: Jännitteen, virran ja tehon kuvaajat puhtaasti induktiivisella kuormalla, vaihesiirtokulma $\varphi=90^\circ$. Virta on jännitettä jäljessä ja tehon aikakeskiarvo on nolla, jolloin pätötehoa ei siirry.</i>	6
<i>Kuva 4: Näennäistehon muodostuminen pätö- ja loistehosta tehokolmiona esitettynä.</i>	9
<i>Kuva 5: Liittymispisteen loistehoikkuna.[9]</i>	20
<i>Kuva 6: Maasulkuvirran kulkureitti maasta erotetun verkon yksivaiheisessa maasulussa.</i>	24
<i>Kuva 7: C-vaiheen maasulun aikaiset jännitteet maasta erotetussa verkossa.[16]</i>	25
<i>Kuva 8: Maasulkuvirtojen kulku ja sammutus sammutuskuristimella varustetussa verkossa.</i>	26
<i>Kuva 9: Sammutetun verkon maasulkuvirtojen osoitinpiirros.[16]</i>	26
<i>Kuva 10: Oulun Energia Oy:n konsernikaavio.[21]</i>	29
<i>Kuva 11: Kanta-Oulun ja Kiimingin keskijännitejakeverkko sekä sähköasemat. Vihreät johdot ovat maakaapelia ja punaiset ilmajohtoa.</i>	31
<i>Kuva 12: Yli-Iin keskijännitejakeverkko. Vihreät johdot ovat maakaapelia ja punaiset ilmajohtoa.</i>	32
<i>Kuva 13: Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna vuodelle 2016.</i>	36
<i>Kuva 14: Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2016.</i>	37
<i>Kuva 15: Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2017.</i>	37
<i>Kuva 16: Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna vuodelle 2016.</i>	38
<i>Kuva 17: Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2016.</i>	39
<i>Kuva 18: Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2017.</i>	39
<i>Kuva 19: Leväsuon liittymispisteen loistehoikkuna ajalta 1.1.–30.9.2017.</i>	42
<i>Kuva 20: Leväsuon 110 kV sähköaseman korkeajännitelähtöjen tehopisteet aikaväliltä 1.1.-30.9.2017 verrattuna Leväsuon liittymispisteen tehoikkunaan.</i>	43
<i>Kuva 21: Kanta-Oulun ja Kiimingin keskijännitejakeverkko vuoden 2035 verkostostrategian mukaan. Maakaapeli on piirretty vihreällä ja ilmajohto punaisella.</i>	52
<i>Kuva 22: Yli-Iin keskijännitejakeverkko vuoden 2035 verkostostrategian mukaan. Maakaapeli on piirretty vihreällä ja ilmajohto punaisella.</i>	53
<i>Kuva 23: Nord Pool Spot sähköpörssin kuukausikeskiarvot</i>	57
<i>Kuva 24: Leväsuon liittymispisteen siirtoikkuna 6 Mvar nykyistä suuremmalla kapasiteetilla loistehokuormalla ja nykyisillä siirtorajoilla.</i>	

<i>Perusuu vuoden 2017 mittaustietoihin. Pätötehon arvoja ei ole muutettu mittaustiedoista.....</i>	<i>61</i>
<i>Kuva 25: Leväsuon liittymispisteen siirtoikkuna 6 Mvar nykyistä suuremmalla kapasitiivisella lois-tehokuormalla ja liittymispisteen maksimisiirtorajoilla. Perusuu vuoden 2017 mittaustietoihin. Pätötehon arvoja ei ole muutettu mittaustiedoista.....</i>	<i>61</i>
<i>Kuva 26: Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna, jos Hakomäen ja Kiimingin asemilla olisi yhteensä 2 Mvar kompensointia (a) vuonna 2016 (b) tammi-syyskuussa 2017</i>	<i>65</i>

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AJK	aikajälleenkytkentä
PJK	pikajälleenkytkentä
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
OE	Oulun Energia – konserni
OESJ	Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy

SYMBOLIT

C	kapasitanssi
C_0	vaihejohtimen maakapasitanssi
$\cos\varphi$	tehokerroin
f	taajuus
\hat{i}	virran huippuarvo
I	virran tehollisarvo
I_f	maasulun kokonaisvikavirta
I_{A0}, I_{B0}, I_{C0}	vaihekohtainen vikavirta maasulussa
j	imaginääriyksikkö
L	induktanssi
l	johdon pituus
P	pätöteho
S	näennäisteho
Q	loisteho
R_f	maasulun vikapaikan vikavastus
R_v	vaiheresistanssi
\hat{u}	jännitteen huippuarvo
U	jännitteen tehollisarvo
\underline{U}_0	muuntajan tähtipisteen jännite
\underline{U}_v	maasulun vikapaikan jännite ennen vikaa
X	reaktanssi
X_v	vaihereaktanssi
φ	vaihesiirtokulma
φ_i	virran vaihekulma
φ_u	jännitteen vaihekulma
ω	kulmataajuus

1. JOHDANTO

Sähköverkkoyhtiöissä on tällä hetkellä käynnissä suuria jakeluverkon muutoksia. 2010-luvun alun monien myrskyjen ja niitä seuranneiden suurhäiriöiden seurauksena tiukentuneiden toimitusvarmuusvaatimusten takia monissa yhtiöissä on käynnissä verkkoinvestoinnit jakeluverkon säävarmuuden parantamiseksi ja asetettujen laatuvaatimuksien täyttämiseksi.

Vuonna 2013 voimaan tulleessa sähkömarkkina-laissa on säädetty, että asemakaava-alueella olevalle asiakkaalle ei saa myrskyn tai muun vastaavan häiriön takia aiheutua yli 6 tuntia kestäväää sähköjakelun keskeytystä ja asemakaava-alueen ulkopuoliselle asiakkaalle ei vastaavista syistä johtuen saa aiheutua yli 36 tunnin mittaista häiriökeskeytystä. Aikaa näiden ehtojen täyttämiseen vaadittaville investoinneille on annettu siten, että vuoden 2019 loppuun mennessä laatuvaatimuksien tulee täyttyä 50 %:lle jakeluverkkoyhtiön asiakkaista, vuoden 2023 loppuun mennessä vähintään 75 %:lle asiakkaista ja vuoden 2028 loppuun mennessä kaikkien jakeluverkkoyhtiön asiakkaiden täytyy olla laatuvaatimukset täyttävän verkon piirissä. [1]

Varmin tapa saavuttaa asetetut toimitusvarmuusvaatimukset on maakaapeloida ilmajohtoverkkoa, jolloin johdot ovat suojassa suurimmalta osalta niitä vaurioittavilta luonnonilmiöiltä. Monissa sähköverkkoyhtiöissä onkin aloitettu suuret kaapeloimisurakat.

Maakaapeleilla on kuitenkin ilmajohtoja kymmeniä kertoja suurempi maakapasitanssi, jolla on suuri vaikutus verkkojen loistehotasapainoon. Maakaapelin tuottama kapasitiivinen loisteho on moninkertainen ilmajohtoon verrattuna. Jakeluverkon normaaleissa kuormitusilanteissa ilmajohtot toimivat lähellä luonnollista tehoaan tai ovat induktiivisia. Maakaapeli sen sijaan on normaaleilla kuormitusvirroilla loisteholuonteeltaan kapasitiivinen. Ilmajohtojen laajasta kaapeloinnista seuraa siis tilanne, jossa verkko ei enää kuluta loistehoa, kuten pitkät ilmajohtot ovat yleensä tehneet, vaan se *tuottaa* loistehoa. Verkossa siirrettävä loisteho vähentää pätöteholle jäävää siirtokapasiteettia ja kuormittaa jakeluverkon komponentteja. Riittävän pitkällä siirtoetäisyyksillä johdolla muodostuva loisteho voi johtaa myös johdon loppupään jännitteen nousuun yli sallittujen laatu- ja turvallisuusrajojen. [7; 28]

Jakeluverkkoyhtiöiden kasvaneen loistehon tuotannon seurauksena kantaverkkoyhtiö Fingrid on tiukentanut liittymispisteissä siirtyvän loistehon laskutusta, josta seuraa jakeluverkkoyhtiöille taloudellinen paine kompensoida jakeluverkon loistehoja. Syynä Fingridin tiukentuneeseen linjaan on kantaverkon kompensointikapasiteetin ja verkon stabiiliuden varmistaminen.

Fingridillä on tällä hetkellä riittävästi reaktorikapasiteettia kompensoimaan kantaverkossa suunnitelmien mukaisesti syntyvä kapasitiivinen loisteho. Kantaverkon reaktorikapasiteetti on kuitenkin tiukoilla, kun kantaverkkoon tulee loistehoa alemmalta jännitetasoilta jakeluverkkoyhtiöiden verkoista. Reaktorikapasiteetissa pitäisi olla marginaalia, joka mahdollistaa kompensoinnin riittävyyden normaaleissa käyttötilanteissa myös yksittäisten reaktorien poistuessa joko suunnitellusti huoltotöiden tai suunnittelemattomasti esimerkiksi vikojen seurauksena. Viime aikoina ollaan kuitenkin oltu jo tilanteissa, jossa kaikki kantaverkon kompensointikapasiteetti on ollut käytössä, ilman että yhtään reaktoria on kytketty pois käytöstä. Syynä tähän on jakeluverkoista kantaverkkoon syötetty kapasitiivinen loisteho. Koska kantaverkossa jännite on virtalämpöhäviöiden pienentämiseksi säädetty jo valmiiksi lähelle sallittua ylärajaa, seuraa loistehon kompensointikapasiteetin loppumisesta seuraavasta verkkojännitteen noususta nopeasti stabiilius ja ylijänniteongelmia kantaverkossa. Tästä syystä Fingrid haluaa saada jakeluverkkoyhtiöt kompensoimaan etenkin kapasitiivisen loistehonsa sen sijaan että se syötettäisiin kantaverkkoon. [12]

Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n (OESJ) verkossa ei loisteho aiheuta vielä teknisiä ongelmia sähkön siirrolle omassa verkossa. Kuitenkin loistehon siirto Hiukkavaaran ja Nurmijärven liittymispisteiden yli kantaverkkoon aiheuttaa jo nyt taloudellisen paineen loistehon kompensoinnille verkossa. Lisäksi loistehon siirrosta aiheutuvat kustannukset vain tulevat kasvamaan seuraavina vuosina loistehon määrän kasvaessa ja Fingridin siirtymääjan kuluessa nousevien loistehomaksujen takia. Tämä diplomityön tarkoituksena on tutkia OESJ:n liittymispisteiden loistehon kehitystä ja luoda taloudellinen ratkaisumalli niiden kompensoinnille.

Johdon maakapasitanssin suuruus vaikuttaa myös johdon maasulkuvirran suuruuteen. Siispä maakaapeloidun verkon maasulkuvirrat ovat ilmajohtoverkkoa suuremmat. OESJ:n verkkoalueeseen Yli-Iin ja Oulun kuntaliitoksen seurauksena liittynyt Yli-Iin jakeluverkko on suurimmalta osaltaan ilmajohtoverkkoa. Siellä tapahtuu huomattavan suuri määrä OESJ:n lyhytkestoista keskeytyksistä, joista aiheutuu laatuhaitan lisäksi myös suoraa taloudellista haittaa KAH -maksujen muodossa. Kompensoimalla maasulkuvirtoja Yli-Iissä olisi tarkoitus ehkäistä keskeytysten syntymistä ja estää siten niistä aiheutuvien kustannuksien muodostuminen. Maasulkuvirtojen kompensoinnilla parannetaan myös verkon turvallisuutta, kun maasulkuvikojen aikaiset kosketusjännitteet ja suurien vikavirtojen aiheuttama verkkokomponenttien kuumenimen ehkäistään. Tässä tutkitaan kompensointilaitteiden hankkimisen taloudellisuutta Yli-Iissä verkon nykytilassa ja maakaapeloinnin edistyttyä.

2. LOISTEHO

Tässä luvussa käydään läpi sähkötehon kolme komponenttia, pätöteho, loisteho ja näennäisteho, loistehoa tuottavia ja kuluttavia sähköverkon komponentteja sekä loistehon tuotannon ohjaamiseksi käytettäviä loistehomaksuja.

2.1 Pätöteho, loisteho ja näennäisteho

Sähköverkossa siirrettävä teho on jaettavissa kahteen komponenttiin, jotka ovat pätö- ja loisteho. Pätöteho on näistä se, jolla saadaan aikaan työsuorituksia, joissa sähköenergia muuttuu toiseen muotoon. Tätä on esimerkiksi sähköenergian muuttuminen lämmöksi vastuksissa taikka vääntömomentiksi pyörivissä koneissa. Pätöteho on siten pääasiallinen verkossa siirrettävä sähkötehon muoto. Pätötehon lisäksi vaihtosähköverkossa siirtyy myös loistehoa, jota syntyy sähköenergian värähdellessä verkon sähkö- ja magneettikenttien välillä. Loistehoa ei saa suoraan hyödynnettyä reaalityösuoritteena kuten pätötehoa, mutta jotkin sähkölaitteet, kuten sähkömoottorit ja muuntajat, tarvitsevat jonkin verran loistehoa ylläpitämään magneettikenttiään. Näitä loistehoa kuluttavien induktiivisten kuormien lisäksi verkossa on kapasitiivisia kuormia, jotka tuottavat loistehoa. Esimerkiksi maakaapeleilla on suuri luontainen kapasitanssi, jolloin ne tuottavat verkkoon loistehoa. Erityisen merkittävää tämä tuotto on kun johdot käyvät tyhjäkäynnillä, jolloin johdolla ei ole induktiivista kuormaa kuluttamassa loistehoa. [16]

Sekä pätö- että loisteho vaikuttavat verkossa siirtyvän virran määrään, joten loisteho vaikuttaa verkon komponentteja kuormittavan kokonaisvirran määrään, siitä huolimatta, että loistehoa ei saada siirrettyä verkosta hyötykuormaan. Kokonaisvirran pohjalta määritellään *näennäisteho*, joka on se teho jonka verkon komponentit näennäisesti kokevat niiden läpi kulkevan kokonaisvirran vaikutuksesta. Verkon mitoituslaskelmat täytyy siis tehdä kokonaisvirran ja näennäistehon mukaan. [16]

Vaikka matemaattisesti pätö-, lois- ja näennäisteho muodostuvat samoista perusyksiköistä, on niille jokaiselle annettu omat yksiköt niiden erottamiseksi toisistaan. Pätötehon yksikkö on yleinen tehon yksikkö *watti* (W), loistehon yksikkö on *vari* (var) ja näennäistehon yksikkö on *volttiampeeri* (VA). [16]

Loistehon siirtäminen verkossa vähentää siten verkon pätötehonsiirtokapasiteettia ja toisaalta myös lisää verkon kuormitusta ja häviöitä suuremman kokonaisvirran myötä. Lisäksi loistehon siirto vaikuttaa siirtojohdon jännitteeseen: pitkällä, vähän kuormitetuilla johdoilla loistehon siirto voi nostaa johdon loppupään jännitettä yli sallittujen laatu- tai turvallisuusrajojen. Tästä syystä tarvittava loisteho olisi hyvä tuottaa mahdollisimman lähellä sen tarvetta, minkä seurauksena verkkoyhtiöt tyypillisesti laskuttavat asiakkailtaan

liian suurista loistehomääristä ja vastaavasti kantaverkkoyhtiö Fingrid laskuttaa alueellisilta verkkoyhtiöiltä liittymispisteessä siirtyvästä loistehosta, jos se ylittää liittymispisteelle asetetut raja-arvot. [9]

2.2 Tehojen laskenta

Vaihtovirta- ja jännite muuttuvat jaksottaisesti, jonka takia tasavirtapiireissä toimivat yhtälöt, kuten $P = UI$, eivät sellaisenaan sovellu vaihtovirran laskuihin. Sinimuotoisesti vaihtelevien jännitteen ja virran hetkellisarvot ajan suhteen voidaan lausua seuraavia yhtälöitä käyttäen:

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega t + \varphi_u) \quad (1)$$

$$i(t) = \hat{i} \cdot \sin(\omega t + \varphi_i) \quad (2)$$

jossa

- \hat{u} = jännitteen huippuarvo
- \hat{i} = virran huippuarvo
- ω = $2\pi f$ eli kulmataajuus
- φ_u = jännitteen nollavaihekulma
- φ_i = virran nollavaihekulma

Käyttämällä yhtälöitä (1) ja (2) voidaan hetkellinen teho laskea seuraavasti:

$$p(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega t + \varphi_u) \cdot \hat{i} \cdot \sin(\omega t + \varphi_i) \quad (3)$$

Yhtälöä voidaan muokata pidemmälle, jolloin päästään muotoihin joissa ei ole enää mukana aikayksikköä, vaan tehot lasketaan jännitteen, virran ja vaihesiirtokulman avulla, joka on huomattavasti kätevämpää laskiessa verkon tasapainotilanteen arvoja. [16; 27]

Yleensä jännite on vaihtovirtalaskuissa perussuure, johon kaikkien muiden suureiden vaihekulmia verrataan. Kun otamme jännitteen perussuureeksi, asetamme sen vaihekulman nolaksi $\varphi_u = 0^\circ$, jolloin yhtälö (3) voidaan esittää vaihesiirtokulmaa $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$ käyttäen muodossa

$$p(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega t) \cdot \hat{i} \cdot \sin(\omega t - \varphi) \quad (4)$$

Sinimuotoisille aalloille aallon huippuarvon ja tehollisarvon suhde on $\hat{y} = \sqrt{2}Y$. Kaava (4) voidaan siis tehollisarvojen avulla esittää muodossa

$$p(t) = \sqrt{2}U \cdot \sin(\omega t) \cdot \sqrt{2}I \cdot \sin(\omega t - \varphi)$$

⇓

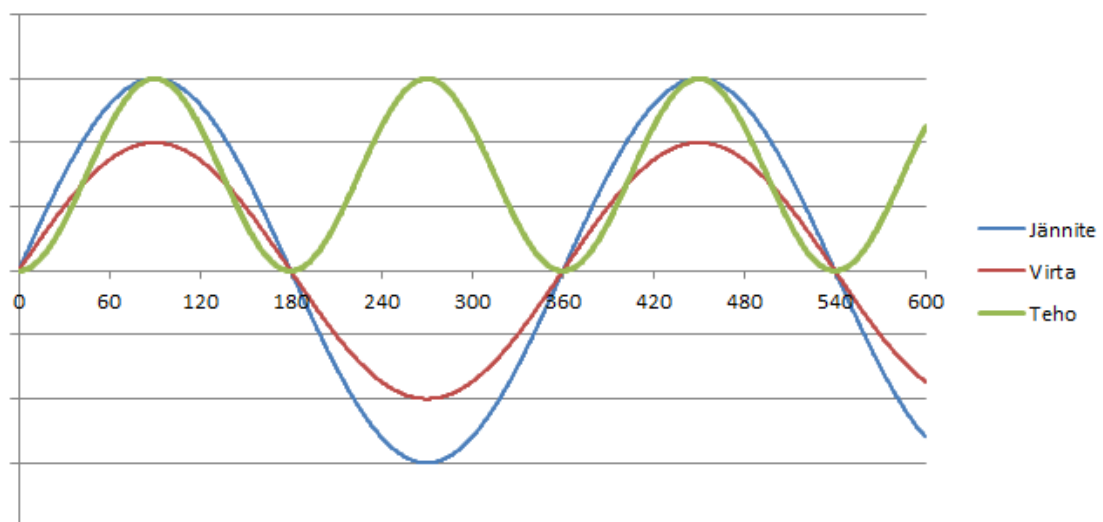
$$p(t) = 2UI \cdot \sin(\omega t) \cdot \sin(\omega t - \varphi) \quad (5)$$

missä U on jännitteen tehollisarvo ja I on virran tehollisarvo. Soveltamalla yhtälöön (5) trigonometrian laskusääntöjä, se voidaan saattaa seuraavaan muotoon:

$$p(t) = UI \cos(\varphi) - UI \cos(2\omega t - \varphi) \quad (6)$$

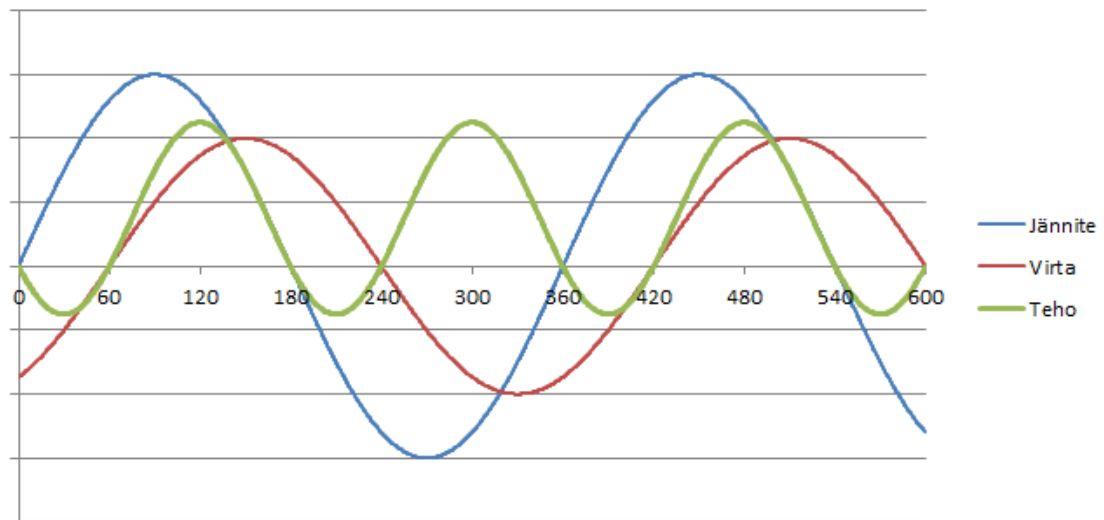
Yhtälön ensimmäinen termi on vaihesiirtokulmasta riippuva vakio, ja toinen termi värähtelee kaksinkertaisella perustaajuudella. Ensimmäinen termi kertoo aikakeskiarvon, jonka ympärillä sinimuotoinen vaihtovirtateho värähtelee ja kuvaa samalla kuormaan siirtyvän pätötehon määrää. Kun vaihesiirtokulma $\varphi = 0^\circ$, hetkellinen teho on maksimissaan, joka on huippuarvoltaan $2UI$. Teho on tällöin aina positiivinen ja kuorma on siis puhdasta pätötehoa.

Vaihesiirtokulman arvon kasvaessa pätötehon osuus vähenee ja loistehon osuus kasvaa, jolloin hetkellisen tehon aikakeskiarvon arvo vähenee. Kun vaihesiirtokulma saa arvon $\varphi = \pm 90^\circ$, hetkellisen tehon aikakeskiarvo saa arvon nolla, jolloin kuormaan ei siirry pätötehoa ja teho on puhdasta loistehoa. Alla kuvissa 1, 2 ja 3 on esitetty jännitteen, virran ja tehon hetkellisarvojen kuvaajat vaihekulman funktiona eri vaihesiirtokulmille.



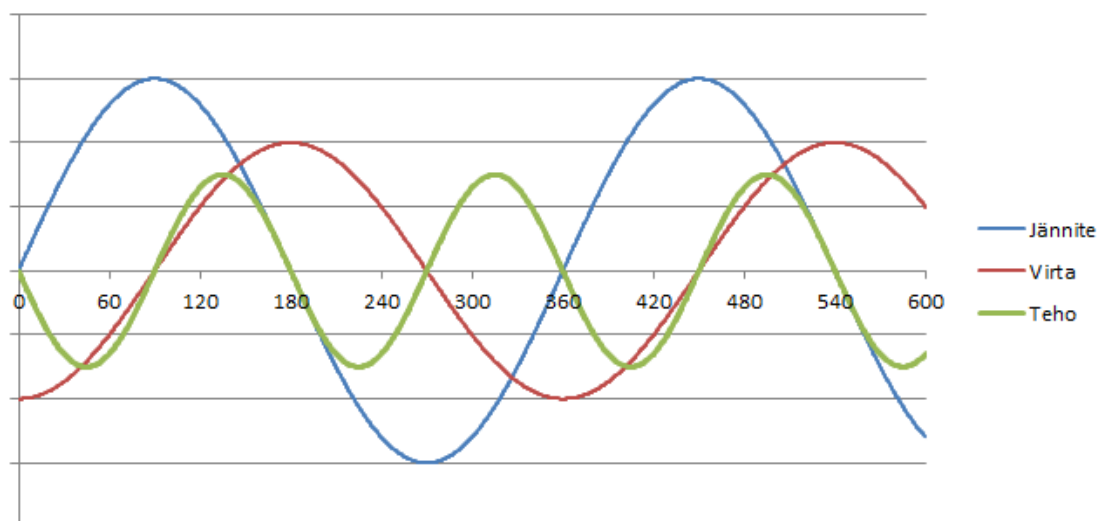
Kuva 1: Jännitteen, virran ja tehon kuvaajat kun vaihesiirtokulma $\varphi=0^\circ$.

Kun vaihesiirtokulma on nolla, kuorma kuluttaa puhdasta pätötehoa. Kaikki suureet ovat samassa vaiheessa ja teho on aina positiivinen. Tehon aikakeskiarvo on maksimissaan eli puolet tehon huippuarvosta.



Kuva 2: Jännitteen, virran ja tehon kuvaajat induktiivisella kuormalla, vaihesiirtokulma $\varphi=60^\circ$. Virta on nyt jännitettä jäljessä ja tehon aikakeskiarvo on laskenut, jolloin siirtyvän pätötehon osuus on myös laskenut.

Induktiivinen kuorma aiheuttaa positiivisen vaihesiirron. Tästä seuraa se, että virta on nyt jännitettä jäljessä. Myös teho on hetkittäin negatiivinen, jolloin sen aikakeskiarvo pienenee ja kuormaan siirtyvän pätötehon määrä vähenee.



Kuva 3: Jännitteen, virran ja tehon kuvaajat puhtaasti induktiivisella kuormalla, vaihesiirtokulma $\varphi=90^\circ$. Virta on jännitettä jäljessä ja tehon aikakeskiarvo on nolla, jolloin pätötehoa ei siirry.

Puhtaasti induktiivisella kuormalla vaihesiirron määrä on 90 astetta, jolloin tehon aikakeskiarvo on nolla, eikä pätötehoa enää siirry kuormaan.

Kapasitiivisen kuorman kohdalla virran ja jännitteen käyttäytyminen on muuten samanaista, mutta vaihesiirtokulma on negatiivinen, jolloin virta on jännitettä edellä. [16]

2.2.1 Pätöteho

Pätötehoa kuluu resistiivisissä komponenteissa, jolloin sen laskemiseksi vaihtosähköpiirissä täytyy tuntea joko vaihesiirtokulma tai tehokerroin, joiden avulla saadaan selville kokonaisvirrasta pätövirran osuus. Kun yhtälöä (3) käsitellään trigonometrisillä laskusäännöillä, saadaan pätöteholle kokonaisvirran ja jännitteen huippuarvoilla laskettuna seuraava kaava:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \cos \varphi \quad (7)$$

missä $\cos \varphi$ on tehokerroin tai pelkkä φ on vaihesiirtokulma. [27]

Kuten edellä on jo todettu, on kuormaan siirtyvän pätötehon määrä hetkellisen tehon aikakeskiarvo. Kuormaan siirtyvän pätötehon suuruus jännitteen ja virran tehollisarvoja käyttämällä saadaan, kun yhtälöstä (6) otetaan aikakeskiarvo. Koska yhtälön jälkimmäinen termi heilahtelee nollatasonsa suhteen symmetrisesti, on sen aikakeskiarvo nolla, jolloin laskettavaksi jää vain yhtälön ensimmäinen termi seuraavalla tavalla:

$$P = P_{ave} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} UI \cos \varphi dt$$

⇓

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (8)$$

Kuormaan siirtyvän pätötehon määrä siis riippuu virran ja jännitteen tehollisarvoista, sekä niiden välisen vaihesiirtokulman suuruudesta. [16]

2.2.2 Loisteho

Loisteho jaetaan induktiiviseen ja kapasitiiviseen loistehoon. Induktiivinen ja kapasitiivinen loisteho erotetaan toisistaan etumerkillä. Tässä työssä induktiivinen loisteho on sovittu etumerkiltään positiiviseksi ja kapasitiivinen negatiiviseksi. Näin toimitaan, koska kuten pätötehonkin kohdalla, tehon suunnaksi ajatellaan kulutuksen suunta. Kuorman teho on siis positiivinen, silloin kun kuorma kuluttaa tehoa. Koska kapasitiivinen kuormitus *tuottaa* loistehoa, on sen etumerkki kulutukselle vastaisena negatiivinen.

Myös loistehon laskemiseksi voidaan johtaa kaavat, joissa käytetään virtaa, jännitettä ja vaihesiirtokulmaa. Kuten pätöteholle tehtiin yhtälön (7) kohdalla, saadaan myös loisteholle johdettua kaava virran ja jännitteen huippuarvoilla laskettuna käsittelemällä yhtälöä (3) trigonometrian laskusäännöillä [27]. Lopputuloksena loisteholle saadaan:

$$Q = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \sin \varphi \quad (9)$$

Tehollisarvoilla yhtälön johtaminen ei ole yhtä suoraviivaista. Emme voi vain ottaa aikakeskiarvoa yhtälön (6) jälkimmäisestä termistä, sillä se olisi vain nolla. Voimme kuitenkin johtaa loisteholle yhtälön virran avulla. Yhtälöstä (8) voidaan ratkaista kokonaisvirta seuraavasti:

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi} \quad (10)$$

Kokonaisvirta on osoitinsuure, joka koostuu reaali- ja imaginääriosasta, jotka vaihtosähkössä ovat käytännössä pätö- ja loisvirran osuudet

$$\underline{I} = I \angle \varphi_i = I \cos \varphi_i + j \sin \varphi_i \quad (11)$$

Kun yhtälöstä (11) otetaan loisvirran osuus eli yhtälön imaginääriosasta, voidaan loisteholle kirjoittaa

$$Q = UI \sin \varphi_i \quad (12)$$

Tässä muodossa yhtälöllä on kuitenkin merkkiongelmia. Induktiivisella kuormalla virta on jännitettä jäljessä, jolloin $\varphi_i < 0^\circ$ (jännite oli perussuure, eli $\varphi_u = 0^\circ$) ja loistehosta tulee negatiivinen, eikä positiivinen kuten pitäisi. Vastaavasti kapasitiivisella kuormalla virta on jännitettä edellä, jolloin $\varphi_i > 0^\circ$ ja loistehosta tulisi positiivista. Ongelmalta vältytään, kun käytetään virran vaihekulman φ_i sijasta vaihesiirtokulmaa:

$$\varphi = \varphi_u - \varphi_i \Rightarrow \varphi = 0 - \varphi_i \Rightarrow \varphi_i = -\varphi$$

Nyt kaavan (11) virtayhtälö saadaan muotoon

$$\underline{I} = I \angle \varphi_i = I \cos(-\varphi) + j \sin(-\varphi) = I \cos \varphi - j \sin \varphi \quad (13)$$

ja loistehon lausekkeeksi voidaan kirjoittaa

$$Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (14)$$

Induktiivisen kuorman vaihesiirtokulma on positiivinen ja kapasitiivisen negatiivinen, joten nyt loistehon etumerkki menee oikein vaihesiirtokulman etumerkin kanssa. [16]

Koska näennäisteho muodostuu kokonaisvirran perusteella, ei sen suuruuden laskentaan tarvita vaihesiirtokulmaa taikka tehokerrointa. [16; 27]

2.2.3 Kompleksinen teho ja tehokolmio

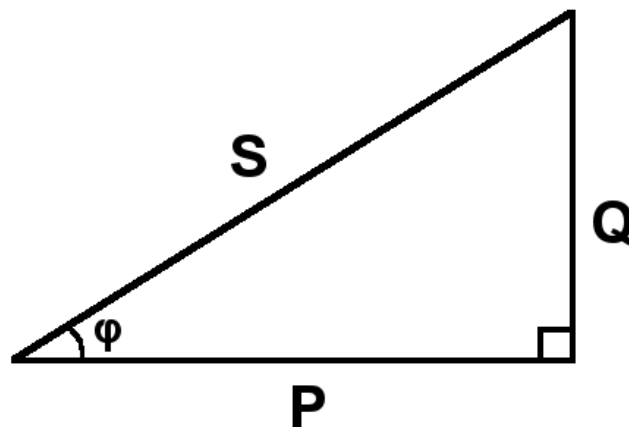
Pätö- ja loisteho ovat 90° vaihesiirrossa toisiinsa nähden ja ne voidaan siten esittää kompleksisessa esitysmuodossa, jolloin ei tarvitse käyttää aikariippuvaisia yhtälöitä tai sini- ja kosinifunktioita. Kompleksisen näennäistehon reaalisosa kuvaa pätötehoa ja imaginääriosa loistehoa. Kompleksinen näennäisteho on esitetty seuraavassa kaavassa:

$$S = P + jQ \quad (15)$$

Koska näennäisteho on kahden kohtisuoran tehovektorin summa, on näennäistehovektorilla näistä kahdesta poikkeava suunta, joka on *vaihesiirtokulma* φ . [16; 27]

Vaihesiirtoa voidaan kuvata myös *tehokertoimen* avulla. Tehokerroin $\cos\varphi = \frac{P}{S}$ kuvaa pätö- ja näennäistehon suhdetta, mutta se voidaan ratkaista myös vaihesiirtokulman φ kosinin arvona. Jos verkossa ei olisi yhtään loistehoa, pätö- ja näennäistehot olisivat yhtä suuret ja tehokerroin olisi 1. Käytännössä vaihtovirtaverkossa on kuitenkin aina loistehoa, joten tehokertoimen arvo jää alle yhden. Tehokertoimen arvosta ei pysty suoraan näkemään vaihekulman suuntaa, eli sitä onko kuorma induktiivinen vai kapasitiivinen. Tämän vuoksi tehokertoimen arvoon merkitään, onko se induktiivinen vai kapasitiivinen käyttäen alaindeksiä ”kap” tai ”ind”: $\cos\varphi = \frac{P}{S_{ind,kap}}$. [16]

Pätö-, lois- ja näennäistehon yhteyttä toisiinsa voidaan kuvata tehokolmiolla, joka on esitelty alla kuvassa 4.



Kuva 4: Näennäistehon muodostuminen pätö- ja loistehosta tehokolmiona esitettynä.

Kun tunnetaan tehokerroin ja näennäisteho, voidaan vaihekulma ja muut tehot laskea käyttämällä trigonometrisia funktioita:

$$\varphi = \arccos\left(\frac{P}{S}\right) \quad (16)$$

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (17)$$

$$Q = S \cdot \sin \varphi \quad (18)$$

Vastaavasti jos tunnetaan vaihekulma ja yksi teho, tai kaksi tehoa mutta ei tehokerrointa tai vaihekulmaa, voidaan puuttuvat tiedot ratkaista tehokolmion avulla trigonometrisiä funktioita käyttäen.

2.3 Loistehoa tuottavat ja kuluttavat verkon komponentit

Erilaiset verkon komponentit joko tuottavat tai kuluttavat loistehoa. Sähkökoneet kuten muuntajat ja moottorit sekä generaattorit tarvitsevat loistehoa magneettikenttiensä ylläpitoon. Myös elektroniset laitteet, loisteputkivalaisimet ja tehoelektroniset suuntaajat ovat verkon kannalta induktiivisia kuormia. Kuormitetut ilmajohdot ovat kanssa luonteeltaan induktiivisia.

Loistehon tuottaminen verkkoon on perinteisesti ollut tarkoituksellisempaa toimintaa kuin sen kulutus. Edellä mainittujen induktiivisen kuormien loistehonkulutusta kompensoimaan on asennettu kondensaattoriparistoja sähköasemille ja siirtojohdoille sekä asiakkaiden liittymispisteisiin. Paljon tehoa kuluttavat asiakkaat, kuten tehtaot ja tuotantolaitokset, käyttävät kompensointilaitteita myös omissa sisäverkoissaan. Maakaapelit ovat yksi verkon komponentti jolla on suuri luontainen kapasitanssi, joka taas johtaa loistehon tuottoon. Kaapeloinnin lisääntyessä sähköjakeluverkkojen loistehotasapaino muuttuu merkittävästi. Taulukossa 1 on listattu erilaisten sähköverkon komponenttien induktiivinen tai kapasitiivinen luonne.

Taulukko 1: Erilaisten verkon komponenttien induktiivinen tai kapasitiivinen luonne.

Tyhjäkäyvä maakaapeli	Kapasitiivinen
Tyhjäkäyvä ilmajohto	Kapasitiivinen
Kuormitettu maakaapeli	Tyypillisillä kuormitusvirroilla kapasitiivinen. Suurilla vikavirroilla tai suurella ylikuormalla voi kaapelityypistä riippuen mennä induktiiviselle puolelle
Kuormitettu ilmajohto	Induktiivinen
Kondensaattorit	Kapasitiivinen
Reaktorit	Induktiivinen
Muuntajat	Induktiivinen
Oikosulkumootorit	Induktiivinen
Tahtikoneet	Tahtikoneen tehokerroin on säädettävissä. Tahtigeneraattorit ovat yleensä jännitesäätöisiä, jolloin verkon tila määrää generaattorin loistehon.
FACTS -laitteet	Tilanteesta riippuen joko induktiivinen tai kapasitiivinen. FACTS laitteistot on tehty verkon jännite- ja tehotasapainojen hallintaan, ja tähän kuuluu osana myös loistehon hallinta.
Tasa- ja vaihtosuuntaajat	Induktiivinen

2.3.1 Johdot ja kaapelit

Jakeluverkossa sekä ilmajohdot että maakaapelit tuottavat ja kuluttavat loistehoa. Johtojen ja kaapelien pitkittäisreaktanssi aiheuttaa induktiivista kuormaa, joka kuluttaa loistehoa ja käyttökapasitanssi taas tuottaa sitä. Kuten edellä on jo mainittu, on maakaapeleiden käyttökapasitanssi huomattavan suuri, jolloin ne tuottavat helposti enemmän loistehoa kuin kuluttavat. Alla olevassa yhtälössä on esitetty siirtojohdon loistehotase.

$$Q_{lt} = Q_t - Q_k = \omega CU^2 - 3XI^2 = \omega CU^2 - 3\omega LI^2 \quad (19)$$

jossa

- Q_{lt} = loistehotase kaapelissa tai johdossa
- Q_t = loistehon tuotanto
- Q_k = loistehon kulutus
- ω = verkon kulmataajuus
- C = käyttökapasitanssi
- U = verkon jännite
- X = johdon pitkittäisreaktanssi
- L = johdon induktanssi
- I = johdon kuormitusvirta

Yhtälöstä voidaan huomata, että siirtojohtojen loistehon tuotto riippuu neliöllisesti verkon jännitteestä, kun taas loistehon kulutus riippuu neliöllisesti verkon kuormitusvirrasta. Siirtojohtojen loistehon tuotto pysyy siis kutakuinkin vakiona kullekin jännitetasolle. Siirtojohtojen loistehon kulutus ja siten koko loistehotase sen sijaan riippuu vahvasti verkon kuormitusasteesta. Kuormituksen vähentyessä myös jännitteen alenema verkossa pienenee, mikä osaltaan myös hiukan kasvattaa loistehon tuottoa. [28]

Kuormituksen lisäksi myös johtojen pituus vaikuttaa siirtojohtojen loistehotasapainoon. Kaapeleiden resistanssit, induktanssit ja kapasitanssit kasvavat suoraviivaisesti johdon pituuden mukana. Taulukossa 2 on listattuna OESJ:llä käytössä olevien keskijänniteilmajohtojen ja taulukossa 3 keskijännitemaakaapeliin resistanssi-, reaktanssi- ja kapasitanssiarvoja. Arvot on poimittu OESJ:n verkkotietojärjestelmästä.

Taulukko 2: OESJ:n käytössä olevien ilmajohtojen resistanssi-, induktanssi- ja kapasitanssiarvoja sekä suurin sallittu kuormitusvirta[3; 25].

Johdin	Vaiheresistanssi R_v (Ω/km) (20 °C)	Vaihereaktanssi X_v (Ω/km)	Maakapasitanssi C_o (nF/km)	Kuormitettavuus (A)
Swan	1,35	0,398	6,366	155
af40 Sparrow	0,925	0,383	6,366	210
af62 Raven	0,587	0,368	6,366	280
af99 Pigeon	0,372	0,354	6,366	360
AI-132	0,237	0,346	6,366	495
SAX 70	0,493	0,302	6,366	310
SAX 95	0,363	0,292	6,366	370
SAX 120	0,288	0,284	6,366	430
SAX 150	0,236	0,277	6,366	485

Taulukko 3: OESJ:n käytössä olevien maakaapeliin resistanssi-, induktanssi- ja kapasitanssiarvoja sekä suurin sallittu kuormitusvirta[3].

Johdin	Vaiheresistanssi R_v (Ω/km) (20 °C)	Vaihereaktanssi X_v (Ω/km)	Maakapasitanssi C_o (nF/km)	Kuormitettavuus (A)
AHXAMK-W 3x95	0,321	0,126	183,798	246
AHXAMK-W 3x185	0,169	0,110	261,014	355
AHXAMK-W 3x240	0,130	0,107	302,394	408
AHXAMK-W 3x300	0,100	0,106	480,648	463

Taulukoista voidaan nähdä erot ilmajohtojen ja kaapeliin välillä. Riippumatta siitä onko johto ilmajohtoa vai maakaapelia, niiden resistanssi riippuu melko suoraviivaisesti johtimen poikkipinnasta: paksumpi johdin tarkoittaa pienempää resistanssia. Johtojen kuormitettavuus riippuu kanssa niiden resistanssin määrästä: paksummalla johdolla on pie-

nempi resistanssi ja siten suurempi jatkuvan kuormitettavuuden yläraja. Johtimien induktiivinen reaktanssi on ilmajohdoilla hiukan suurempi kuin maakaapeleilla, mutta merkittävin ero on maakapasitansseissa. Maakaapelien maakapasitanssi on moninkertainen ilmajohtojen vastaavaan nähden.

Maakaapeleissa vaihejohtimet ovat lähellä toisiaan saman eristevaipan sisällä. Johtimien väliseen eristeeseen muodostuu tällöin vahva sähkökenttä. Ilmajohdoilla ei johtotyypistä riippuen vastaava kiinteää eristettä ole ollenkaan, vaan eristeenä toimii johtimien ympärillä oleva ilma. Jos johtimen päällä on kiinteä eristekerros, se on huomattavasti ohuempi kuin maakaapeleilla. Lisäksi ilmajohtojen vaihejohtimet ovat kauempana toisistaan kuin maakaapelien, joka vähentää niiden välisten sähkökenttien voimakkuutta. Kaapelien geometria ja eristemateriaali siis aiheuttavat kaapeleille tyypillisen ilmajohtoa suuremman kapasitanssin. Tästä maakaapelien suuresta maakapasitanssista seuraa ongelmia jakeluverkkojen loistehotasapainolle kun ilmajohtoja muutetaan maakaapeleiksi.

Vertaillen ilmajohdon ja maakaapelin loistehotuotantoa tyhjäkäynnillä, huomataan selkeät erot. Taulukkojen 2 ja 3 arvoja ja yhtälöä (19) käyttämällä, 1 km mittaisen af62 Raven ilmajohdon, joka on OESJ:n verkon yleisin ilmajohtotyyppi, loistehotuotannoksi tyhjäkäynnillä ja 20 kV siirtojännitteellä saadaan 0,832 kvar. Vastaavanpituiselle AHXAMK-W 3x185 maakaapelille, joka on OESJ:n yleisimmin käyttämä maakaapeli, saadaan tuotetun loistehon määräksi tyhjäkäynnillä ja 20 kV siirtojännitteellä 34,1 kvar. Kuormitusvirran lisääntyessä johon loistehon kulutus kasvaa ja ilmajohdot muuttuvat ennen pitkää loistehon kuluttajiksi. Tilannetta, jossa johto kuluttaa yhtä paljon loistehoa kuin se tuottaa, kutsutaan siirtojohdon luonnolliseksi tehoksi. Edellä mainituilla arvoilla, kuormitusvirta jonka kohdalla af62 Raven kuluttaa yhtä paljon loistehoa kuin se tuottaa on 27,457 A. 20 kV johdolla, jonka käyttöjännite on 20,4 kV, tämä vastaa noin 560 kVA kuormaa. Virran suuruus johdon luonnollisella teholla on myös huomattavasti pienempi kuin taulukossa 2 ilmoitettu johdon terminen kuormitusraja 280 A. Tällainen ilmajohto voi siis normaalissa sähköverkon kuormitustilanteessa olla lähellä luonnollista tehoaan ja on kuormituksen kasvaessa usein induktiivinen. AHXAMK-W 3x185 kaapelilla vastaava raja-arvo olisi 321,58 A. Taulukossa 3 tämän kaapelin termiseksi kuormitettavuusrajaksi on ilmoitettu 355 A, joten kaapelin luonnollinen teho saavutetaan vasta suhteellisen lähellä sen jatkuvan kuormitettavuuden rajaa. Näin suuri kuormitusvirta ei myöskään ole järkevä jatkuvassa sähkönsiirrossa johdon resistiivisten tehohäviöiden ja johtojen lämpenemisen vuoksi. 20 kV verkossa 321,58 A kuormitusvirta johdolla tarkoittaisi 6,432 MVA kuormaa, joka olisi jo todella suuri yhden jakeluverkon johtolähdön kuormaksi. Maakaapeli ei siis käytännössä normaalissa kuormituksessa koskaan kuluta loistehoa.

2.3.2 Ferranti-ilmiö

Siirtojohdon kapasitiivinen loismvirta nostaa tyhjäkäyvän tai lievästi kuormitetun johdon loppupään jännitettä. Tätä kutsutaan Ferranti-ilmiöksi. Tästä johtuen pitkien, kapasitiivisten siirtojohtojen loppupäihin voi muodostua ylijännitteitä. Siirtojohdon jännitteenousua voidaan kuvata yhtälöllä

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{1}{\cos(\beta \cdot l)} \quad (20)$$

missä U_1 on johdon alkupään jännite, U_2 johdon loppupään jännite, β vaihekerroin ja l on johdon pituus. Vaihekertoimelle voidaan laskea arvo kaavalla

$$\beta \approx \omega \sqrt{LC} \quad (21)$$

missä ω on verkon kulmataajuus, L on johdon induktanssi ja C on johdon kapasitanssi. Vaihekertoimen arvo vaihtelee johdintyypeittäin riippuen johtimen ominaisuuksista. [7]

Sähkönjakelun laatustandarteissa on määritelty, että jakelujännite saa nousta korkeintaan 10 % yli nimellisjännitteen. Käytännössä verkkoyhtiöt kuitenkin käyttävät tätä pienempiä jänniterajoja, jotta jakeluverkkoon jäisi marginaalia. Ilmajohtoverkoissa Ferranti-ilmiö ei muodostu ongelmaksi kuin korkean jännitteen pitkissä siirtojohdoissa, mutta maakaapeliverkoissa verkon suurempi maakapasitanssi kasvattaa Ferranti-ilmiön vaikutusta, jolloin se voi muodostua ongelmaksi riittävän pitkällä keskijännitekaapelilähdöillä.

OESJ:n yleisimmin käyttämällä AHXAMK-W 3x185 maakaapelilla vaihekertoimen β arvoksi tulee 0,0030033 rad/km. Kaavaa (20) käyttämällä voidaan nyt ratkaista johdon pituus, jolla Ferranti-ilmiön aiheuttama jännitteenousu olisi niin suuri, että se ylittäisi jänniterajat. OESJ:n 20 kV jakeluverkon jännitteen ylärajana pidetään arvoa 21 kV ja verkon normaali käyttöjännite on 20,4 kV. Jännitteenousumarginaali on siis 600 V eli 3 %. Jotta jännite nousisi tuon verran Ferranti-ilmiön seurauksena, vaatisi se 79,8 km AHXAMK-W 3x185 kaapelia. OESJ:n jakeluverkon pisin kaapelilähtö on pituudeltaan 34 km. OESJ:n kaapelilähdöt ovat siis pääasiassa niin lyhyitä, ettei Ferranti-ilmiön aiheuttama jännitteen nousu ole ongelma OESJ:n jakeluverkossa.

2.3.3 Rinnakkaiskondensaattorit

Rinnakkaiskondensaattoriparisto on loistehoa tuottava kompensointilaite, joka kytketään rinnan kompensoitavan, paljon induktiivista loistehoa käyttävän kohteen kanssa. Kondensaattoriparisto koostuu sarjaan ja rinnan kytketyistä kondensaattoriyksiköistä ja sen ohjailuun tarvittavista kytkin- ja suojalaitteista. Sarjaan kytkettyjen kondensaattoriysi-

köiden määrä riippuu verkon jännitteestä ja halutusta yksikön mitoitusjännitteestä ja rinnan kytkettyjen yksiköiden määrä määräytyy halutun tehon mukaan. Tyypillinen kondensaattoriparisto on teholtaan 1–5 Mvar 20 kV:n verkossa ja 20–50 Mvar 110 kV verkossa.

Rinnakkaiskondensaattoripariston antama loisteho saadaan yhtälöstä

$$Q = \omega C U^2 = \left(\frac{U}{U_R} \right)^2 Q_R \quad (22)$$

missä ω on verkon kulmataajuus, C kondensaattoripariston kapasitanssi, U verkon jännite, U_R kondensaattorin mitoitusjännite ja Q_R kondensaattorinmitoitusteho. Rinnakkaiskondensaattoripariston tuottama teho on neliöllisesti riippuvainen verkon jännitteestä. Se ei siis pysty hyvään kompensointiin silloin, kun verkossa jännite alenee esimerkiksi vikatilanteen vuoksi. Vastaavasti jännitteen yliaallot aiheuttavat rinnakkaiskondensaattoriparistolla loistehopiikkejä. [7]

2.3.4 Sarjakondensaattorit

Sarjakondensaattori kytketään johdon kanssa sarjaan, jolloin se pienentää johdon päiden välistä induktiivista reaktanssia. Pitkillä siirtojohdoilla on jo huomattava määrä induktiivista reaktanssia, joka kuluttaa loistehoa, laskee verkon jännitettä, kasvattaa vaihesiirtokulmaa sekä heikentää verkon siirtokapasiteettia. Näitä pitkien ilmajohtosiirtoyhteyksien vaihekulma- ja jännitestabiiliusongelmia kompensoimaan ja verkon siirtokapasiteettia parantamaan käytetään sarjakondensaattoreita, jotka pienentävät siirtojohdon kokonaisreaktanssia. Sarjakondensaattori ei ole niinkään loistehon kompensointiratkaisu, vaan verkon siirtokapasiteettia parantava laite.

Rakenteeltaan sarjakondensaattoriparisto koostuu periaatteessa hyvin samanlaisista kondensaattoriyksiköistä kuin rinnakkaiskondensaattorikin, ja erot ovat verkkokytkenässä ja suojausratkaisuissa. Sarjakondensaattorit kytketään verkkoon rinnan ohituserottimien kanssa, joka mahdollistaa kondensaattorin irtikytkemisen tarvittaessa ilman että koko siirtoyhteys otetaan pois verkosta.

Sarjakondensaattorin tuottama loisteho muodostuu seuraavan yhtälön mukaisesti:

$$Q_{SC} = 3X_{SC}I^2 = 3\frac{1}{\omega C}I^2 \quad (23)$$

missä Q_{SC} on kondensaattoripariston tuottama loisteho, X_{SC} kondensaattorin reaktanssi, ω verkon kulmataajuus, C kondensaattoripariston kapasitanssi ja I verkon kuormitusvirta. Sarjakondensaattorin tuottama loisteho on siis verrannollinen verkon kuormitukseen, samalla tavalla kuin yhtälössä (19) ollut verkon pitkittäisreaktanssin kuluttama loisteho. Sarjakondensaattori on siis kuormituksen mukaan itseohjautuva, mutta tämä virrasta riippuva loistehon tuotto muodostuu myös ongelmaksi, jos verkon vioista aiheutuvat suuret

vikavirrat pääsevät kulkemaan sarjakondensaattorin läpi. Tämän vuoksi sarjakondensaattorit tarvitsevat vikavirta ja ylijännitesuojauksia. [7]

2.3.5 Estokelaparisto

Yliaaltopitoisissa verkoissa ongelmaksi voi muodostua yliaaltojen resonanssi kondensaattoriparistojen ja verkon välillä. Kapasitiivinen kondensaattoriparisto ja induktiivinen siirtojohto voivat muodostaa rinnakkaisresonanssiin, jossa yliaaltovirrat voivat vahvistua jopa 20-kertaisiksi, jos rinnakkaisresonanssiin viritystaajuus osuu niiden kohdalle. Virtasärön nousu aiheuttaa myös jännitesärön nousua. Perinteisten kondensaattoriparistojen sijasta yliaaltoherkässä verkossa tulisi käyttää estokelalla varustettuja kondensaattoriparistoja tai yliaaltosuodattimia. Estokelaparistoa suositellaan käytettäväksi jännitteen harmonisen kokonaissärön ollessa yli 3 %. [14]

Estokelaparistossa on kondensaattori ja kuristin sarjankytkettynä, jotka yhdessä muodostavat sarjaresonanssiin. Sarjaresonanssiin viritetään alemmalle taajuudelle kuin alin verkossa esiintyvä harmoninen yliaaltotaajuus. Tämän viritystaajuuden alapuolella estokelaparisto on kapasitiivinen ja tuottaa loistehoa. Viritystaajuuden yläpuolella paristo taas on induktiivinen, jolloin se ei vahvista yliaaltoja. Estokelapariston viritystaajuus on yleensä yli 50 Hz, jolloin se toimii loistehon tuottajana verkon normaalilla toiminta-alueella rinnakkais- tai sarjakondensaattorin tavoin. Estokelaparistolla voidaan myös suodattaa yliaaltoja. Suodatettava yliaalto voidaan valita viritystaajuutta säätämällä, ja esimerkiksi 189 Hz viritystaajuudella saadaan 10–30 % suodatettava vaikutus viidennen yliaallon virralle. [14]

2.3.6 Reaktorit

Reaktorit eli kuristimet ovat suuria käämejä joita käytetään verkossa kuluttamaan loistehoa. Suomessa suuria reaktoreita on erityisesti käytetty kompensoimaan etenkin kantaverkon suurjänniteverkon johtojen tyhjäkäynnin tai alhaisen kuormituksen tilassa muodostamaa loistehoa, jolloin johtoa ei tarvitse kytkeä irti verkosta pienen kuormituksen aikana. Tätä käyttöä varten tehdyt reaktoriryhmät ovat olleet suuritehoisia, 63 Mvar per reaktoriryhmä, ja ne on kytketty 400/110/20 kV muuntajien tertiäärikäämeihin. [7] Kun etenkin kaapeliverkon tuottaman loistehon kompensoinnista tulee koko ajan tärkeämpää, lisääntynee myös matalammilla jännitetasoilla käytettävien pienempien reaktorien määrä Suomen jakeluverkoissa. [7]

Reaktorien valmistustavat vaihtelevat. Niitä valmistetaan sekä ilma- että rautasydämisinä, ja kiinteä tai öljyeristeisinä. Ilmasydäminen ja kiinteäeristeinen reaktori on Suomessa kantaverkossa yleisimmin käytetty reaktorirakenne. Tällaisissa reaktoreissa käämikierrokset on eristetty lasikuitumassalla, joka samalla toimii reaktorin tukirakenteena. Kolmivaiheisessa kompensoinnissa kolme yksivaiheista kelaa kytketään tähteen ja asennetaan samaan tasoon tasasivuisen kolmion kärkiin, jolloin saadaan reaktorille symmetrinen

reaktori-impedanssi ja samalla minimoidaan kelojen ympäristöön aiheuttamaa magneettikenttää, kun kelojen kentät vaimentavat toisiaan. [7]

Kapasitiivisen loistehon kompensoinnin lisäksi reaktoreita voidaan käyttää vaimentamaan virtoja ja niiden muutoksia. Käämit vastustavat virran äkillisiä muutoksia ja siten vaimennus- ja sarjakuristimet soveltuvat rajoittamaan kytkentä- ja oikosulkuvirtoja. Reaktoreita käytetään myös komponentteina yliaaltosuodattimissa. [7; 14]

Reaktorin kuluttama loisteho saadaan laskettua seuraavasti:

$$Q = \left(\frac{U}{U_R}\right)^2 Q_R \quad (24)$$

missä U verkon jännite, U_R reaktorin mitoitusjännite ja Q_R reaktorin mitoitus-teho. [7]

2.4 Kuluttajakuorman loistehon ja tehokertoimen muutos

Loistehon kulutusta ei yleensä mitata sellaisilta asiakkailta joilla ei ole tehotariffisopimusta. Siksi keskivertokuluttajan loistehokuormituksesta ei ole olemassa tarkkaa mittaus-tietoa, mutta yleistä trendiä on havaittavissa. Pienasiakkaiden loistehon kulutus on pienentynyt viime vuosina. Tarkkaa syytä ilmiölle ei ole tiedossa. Yksi mahdollinen syy on tehoelektroniikan halventuminen, jonka seurauksena yhä useampia perinteisesti induktiivisia kuormia, kuten sähkömoottoreita, käytetään taajuusmuuttajien kautta. Tällöin kuorman luonne verkkoon päin muuttuu vähemmän induktiiviseksi. [2; 12]

Yksi merkittävä edellisen 5-6 vuoden aikana tapahtunut muutos on käytössä olevien valaisinlaitteiden muutos. LED-valaisimet ovat yleistyneet merkittävästi viime vuosina ja niillä on korvattu hehkulamppuja ja loisteputkivalaisimia. LED itsessään on resistiivinen komponentti, mutta se toimii tasavirralla, jolloin jokaiseen LED-valaisimeen kuuluu tehoelektroniikkalaitteistoa joka voi aiheuttaa kapasitiivista loistehokuormaa. Loisteputkien kuorma on induktiivista eikä hehkulampuilla ole loistehokuormaa ollenkaan. Lopputuloksena on pienasiakkaiden loistehokuormituksen pieneneminen, kun kapasitiivisen kuorman osuus valaistuksessa on kasvanut. [2; 12]

Kuluttajakuorman tehokertoimen muutos vähemmän induktiiviseksi tulee todennäköisesti jatkuvan vielä tulevaisuudessakin. Keskiverron asiakkaan osuus loistehon kulutuksesta jakeluverkosta tulee siis pienenemään tulevaisuudessa, mutta koska asiasta puuttuu hyvä tutkimustieto, on vaikeaa tehdä tarkkaa arviota muutoksen suuruudesta.

2.5 Loistehomaksut

Koska loistehon siirtäminen pitkiä matkoja verkossa kuormittaa verkkoa turhaan, heikentää pätötehonsiirtokapasiteettia ja voi aiheuttaa ongelmia sähköverkon jännitetasapainolle, ohjataan loistehon kompensointia lähelle sen tarvetta. Tähän päämäärään ohjataan taloudellisilla kannustimilla. Jakeluverkkoyhtiöt voivat ohjata asiakkaitaan kompensoimaan itse tuottamansa tai tarvitsemansa loistehon paikallisesti laskuttamalla asiakkailta niiden jakeluverkosta tarvitsemastaan loistehosta. Vastaavasti Fingrid laskuttaa jakeluverkkoyhtiöitä niiden kantaverkon liittymispisteistä ottamasta tai pisteisiin syöttämästä loistehosta pienentääkseen kantaverkkoon syötetyn tai sieltä otetun loistehon määrää.

2.5.1 Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n loistehomaksut

Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy laskuttaa tehosähköasiakkailtaan loistehon siirrosta. Tehosähkö on tarkoitettu asiakkaille, joiden käyttöpaikan pääsulakekoko on yli 63 ampeeria. Loistehomaksut määräytyvät laskutuskauden suurimman 60 minuutin loistehohuipun mukaan siten, että loistehohuipusta jätetään veloittamatta Kanta-Oulun ja Kiimingin alueella 0,16 kvar per saman laskutuskauden suurimman pätötehuipun kilowatti. Yli-lin verkkoalueella vastaavat rajat ovat 0,16 kvar loistehon otossa verkosta ja 0,04 kvar loistehon annossa verkkoon. [20]

OESJ:n loissähkömaksun suuruus vaihtelee jakelujännitteen ja -alueen mukaan. Taulukossa 4 on esitetty OESJ:n veloittamat loissähkönn hinnat.

Taulukko 4: OESJ:n tehoasiakkailtaan laskuttamat loistehomaksut. [20]

Verkkoalue ja jännite	Loistehomaksun suuruus
Oulun jakeluverkkoalue, pienjännite (0,4 kV)	1,87 €/kvar/kk
Oulun jakeluverkkoalue, keskijännite (10 kV tai 20 kV)	1,48 €/kvar/kk
Yli-lin verkkoalue, pienjännite	2,60 €/kvar/kk

2.5.2 Kantaverkkoyhtiö Fingridin jakeluverkkoyhtiöiltä laskutamat loistehomaksut

Kantaverkkoyhtiö Fingrid on määritellyt liittymispisteiden loisteholle otto- ja antorajat, joiden välillä olevasta siirtyvän loistehon määrästä se ei veloita alueverkkoyhtiöitä. Loistehon otto- ja antorajat määritellään jakeluverkkoyhtiön ja Fingridin välisessä sopimuksessa noudattaen Fingridin sovellusohjetta loissähkön toimitukselle ja loistehoreservin ylläpidolle. Otto- ja antorajat määritellään seuraavien kaavojen mukaan:

$$Q_D = 0,16 * \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (25)$$

missä

Q_D = liittymispisteen loistehon ottoraja (Mvar)

W_{otto} = liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh)

t_k = liittymispisteen huipunkäyttöaika (7000 h prosessiteollisuudelle, 5000 h muulle kulutukselle)

P_{netto} = liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW)

Näille muuttujille on seuraavat raja-arvot:

- jos voimalaitosten teho on enintään 1 MW, on $P_{netto} = 0$
- jos voimalaitosten yhteenlaskettu teho on yli 450 MW, P_{netto} ei enää kasvata loistehoikkunaa
- ottorajan Q_D minimi on voimajohtoliitynnässä 2 Mvar ja sähköasemaliitynnässä 4 Mvar
- ottorajan Q_D maksimi on joka tapauksessa enintään 50 Mvar

Liittymispisteen loissähkön antoraja Q_{D1} lasketaan liittymispisteen ottorajan pohjalta seuraavasti

$$Q_{D1} = -0,25 * Q_D \quad (26)$$

Jos liittymispisteeseen tuotetaan pätötehoa siten, että voimalaitokset ovat kytkettynä liittymispisteeseen korkeintaan 15 kilometrin voimajohdolla, laitokset osallistuvat kantaverkon jännitteensäätöön ja liitynnän takaisen kulutuksen vuosienergian suuruus on korkeintaan yksi neljäsosa liitynnän tuotannon vuosienergiasta, sovelletaan liittymispisteelle tuotannon loistehorajoja.

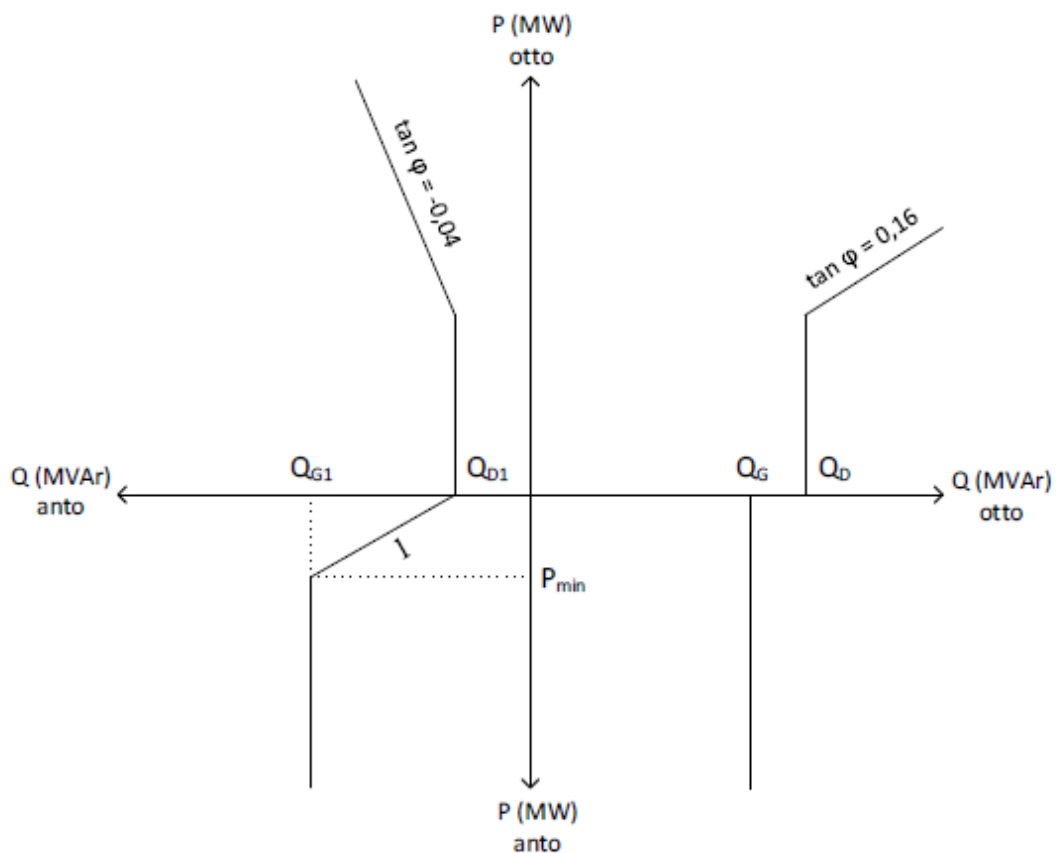
Tuotannon loistehorajat lasketaan seuraavasti:

$$Q_G = 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (27)$$

$$Q_{G1} = -Q_G \quad (28)$$

joissa Q_G on tuotannon liittymispisteen loistehon ottoraja ja Q_{G1} tuotannon liittymispisteen loistehon antoraja. [9]

Näiden otto- ja antorajojen perusteella määräytyy loistehoikkuna, joka on kuvattu kuvassa 5.



Kuva 5: Liittymispisteen loistehoikkuna.[9]

Fingrid ei peri loissähkön siirrosta loistehomaksuja, kun se on loistehoikkunan sisällä, eli silloin kun täyttää seuraavat reunaehdot:

- Liittymispisteen kuluttaessa pätötehoa kantaverkosta, on liittymispisteen loistehon otto edellä määritetyn raja-arvon Q_D mukainen tai korkeintaan 16 % kantaverkosta otetusta pätötehosta ja loistehon anto edellä määritetyn raja-arvon Q_{D1} mukainen tai korkeintaan 4 % kantaverkosta otetusta pätötehosta.
- Liittymispisteen tuottaessa pätötehoa kantaverkkoon, on liittymispisteen loistehon otto korkeintaan edellä määritetyn raja-arvon Q_G mukainen ja loistehon anto

kantaverkkoon korkeintaan edellä määritetyn Q_{G1} arvon mukainen. Maksimiarvon Q_{G1} lisäksi loistehon antoa verkkoon rajaa raja-arvo l , joka lasketaan kaavalla

$$l = Q_{D1} + P * \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{min}} \quad (29)$$

missä P on kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho ja $P_{min} = -0,1 * P_{netto}$. [9]

Fingrid mittaa loistehon siirtoa tuntikeskiarvoina. Loissähköstä Fingrid laskuttaa jakeluverkkoyhtiötä loistehoikkunan yli menevästä osuudesta, mutta laskutuksessa ei kuitenkaan oteta huomioon 50:ntä itseisarvoltaan suurinta loistehoikkunan ylitystä kuukaudessa. 50 suurinta ylitystä jätetään huomioimatta, jotta jakeluverkkoyhtiön ei tarvitsisi mitoittaa loistehon kompensointiaan harvinaisten poikkeustilanteiden mukaan. Loistehon siirrosta ei laskuteta myöskään silloin, jos siirtorajan ylitys johtuu kantaverkon viasta tai häiriöstä. Jos jakeluverkkoyhtiön liittymispisteen takana on teholtaan yli 10 MW voimalaitos, voidaan se jättää pois liittymispisteen loissähkömittauksesta, jos sitä ei käytetä paikalliseen loistehon kompensointiin. [9; 10]

Vuoden 2017 alusta Fingrid on siirtynyt uuteen loissähkön hinnoitteluun, joka tulee asteittain voimaan täysimääräisenä vuoteen 2019 mennessä. Vuonna 2017 loistehomaksusta maksetaan yksi kolmasosa eli 333 €/Mvar, vuonna 2018 kaksi kolmasosaa eli 666 €/Mvar ja vuodesta 2019 alkaen koko summa joka on 1000 €/Mvar. Loistehomaksu laskutetaan kuukauden suurimman laskutuskelpoisen ylityksen suuruuden mukaan. Loisenergiamaksu on koko ajalta sama 5 €/Mvarh. Loisehomaksu määräytyy laskutuskauden, eli yleensä kuukauden, suurimman ylityksen suuruuden mukaan ja loisenergiamaksu loistehoikkunan ulkopuolella siirretyn loisenergian määrän mukaan. [9; 10]

3. MAASULUT

Maasulku on verkon epäsymmetrinen vikatila, jossa yksi tai useampi verkon vaihe on joko suoraan tai vikaresistanssin kautta kosketuksissa maahan. Yksinkertaisimmillaan maasulku syntyy, kun avojohdon johdin joutuu kosketuksiin esimerkiksi johdolle kallistuvan puun kanssa, jolloin virta pääsee kulkemaan vaihejohtimen ja maan välillä. Vikojen aikana verkon vaiheiden ja maan väliset jännitteet muuttuvat ja verkossa esiintyy poikkeuksellisia virtoja. Maadoitustavasta riippuen maasuluista aiheutuvat vikavirrat voivat nousta hyvinkin suuriksi. Suurimmillaan maasulkuvirrat ovat suoraan maadoitetuissa verkoissa, mutta tällaiset jakeluverkot ovat Suomessa harvinaisia. Suuri vikavirta kuormittaa komponentteja, josta seuraa komponenttien kulumista ja lämpenemisen seurauksena jopa vaaratilanteita henkilöille tai omaisuudelle. Maasulun sijainnilla ei ole juurikaan vaikutusta maasulkuvirran suuruuteen. Maasulkuvirta on saman suuruinen koko galvaanisesti yhtenäisellä verkko-osuudella, kuten sähköaseman päämuuntajan syöttöalue, riippumatta siitä missä päin syöttöaluetta maasulku tapahtuu. Maadoittamattomassa verkossa maasulkuvirta ei ole kovin suuri, mutta se aiheuttaa verkkoon haitallisen epäsymmetrian. [6; 7; 15; 16]

Maasulusta muodostuu vikapaikkaan maadoitusjännite, kun maasulkuvirta kulkee vikatai maadoitusresistanssin yli maahan. Maadoitusjännite aiheuttaa vikapaikan verkkokomponentteihin kosketusjännitteen. Kosketusjännite on kehon kosketuspaikan ja maan välinen jännite. Standardi SFS 6001 antaa raja-arvoja kosketusjännitteelle ja vian laukaisuaikalle. Raja-arvot määräytyvät jännitteen ja virran vaarallisuudesta ihmiselle, eivätkä ne riipu verkon käyttöjännitteestä. Taulukossa 5 on kirjattu sallittuja kosketusjännitteen suuruuksia laukaisuajan funktiona. [7; 13]

Taulukko 5: Sallittu kosketusjännite laukaisuajan funktiona. [13]

Laukaisuaika (s)	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Kosketusjännite (V)	390	280	215	160	132	120	110	110

Kosketusjännite muodostuu maasulkuvirrasta ja vikaimpedanssista. Maasulkuvirtaa voidaan rajoittaa joko jakamalla verkkoa pienempiin osiin tai käyttämällä maasulkuvirran kompensointia eli sammutusta. Vikaimpedanssia voidaan pienentää pysyvien- tai relemaadoituksien avulla. Näin kosketusjännite pyritään pitämään sallituissa rajoissa. Maasulkuvirran ja -jännitteen pienentäminen myös parantaa valokaarisulkujen itsestään sammumisen mahdollisuuksia ja kuten taulukosta 5 havaitaan, sallii pienempi maasulkuvirta ja siitä seuraava pienempi kosketusjännite myös pidemmät laukaisuajat maasulkusuojaukselle. [6; 13]

3.1 Maasulkuvirran laskenta

Kuten suurin osa Suomen jakeluverkoista, OESJ:n jakeluverkko on maasta erotettu. Tällaisessa maasta erotetussa verkossa johdon maasulkuvirta saadaan laskettua seuraavasti:

$$\bar{I}_f = \frac{j3\omega C_0}{1 + j3\omega C_0 R_f} \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (30)$$

jossa

- \bar{I}_f = kompleksinen maasulkuvirta
- j = imaginääriyksikkö
- R_f = vikaresistanssi
- C_0 = verkon maakapasitanssi
- ω = verkon kulmataajuus, $2\pi f$
- f = verkon taajuus
- U = verkon pääjännite

[13]

Suojaustarkastelussa pitää ottaa huomioon vikatilanteiden suurimmat mahdolliset virrat ja jännitteet. Maasulkuvirta saa suurimman arvonsa suorassa maasulussa, jolloin $R_f = 0$ ja yhtälö (30) saadaan muotoon

$$\bar{I}_f = j3\omega C_0 \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (31)$$

Maasulkuvirta on yhtälöissä (30) ja (31) vielä kompleksisessa muodossa. Virran suuruus saadaan selville ottamalla yhtälöistä itseisarvot soveltamalla Pythagoraan lausetta kompleksiluvuille:

$$z = a + jb \rightarrow |z| = \sqrt{a^2 + b^2} \quad (32)$$

Tällöin yhtälöt (30) ja (31) voidaan saattaa muotoon:

$$I_f = \frac{\sqrt{3}\omega C_0}{\sqrt{1 + (3\omega C_0 R_f)^2}} U \quad (33)$$

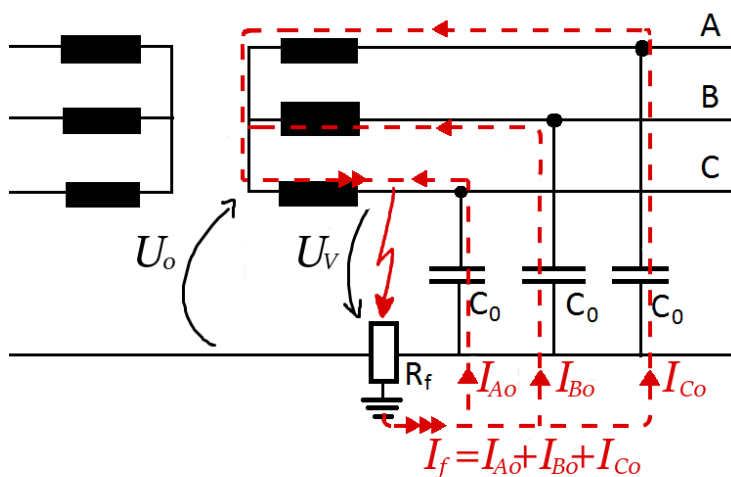
$$I_f = \sqrt{3}\omega C_0 U \quad (34)$$

Kuten yhtälöistä nähdään, maasulkuvirta on suoraan verrannollinen johtimen maakapasitanssiin. Tästä seuraa se, että maakaapeleilla, joilla on monta kertaa suuremmat maakapasitanssit kuin ilmajohdoilla, on myös monta kertaa suuremmat maasulkuvirrat. Esimerkiksi taulukkojen 2 ja 3 arvoja sekä kaavaa (34) käyttämällä saadaan 1 km mittaiselle af62 Raven ilmajohdolle suoran maasulun maasulkuvirran arvoksi 20 kV keskijänniteverkossa 0,0706 A. Vastaavan mittaiselle 20 kV keskijänniteverkon AHXAMK-W 3x185 maakaapelille suoran maasulun maasulkuvirta on 2,897 A. Näiden OESJ:n yleisimpien johtojen kohdalla maakaapelin maasulkuvirta on siis 41 -kertaa suurempi kuin ilmajohdon. [5; 13]

Ylijännitteiden ja vikavirtojen lopullinen suuruus riippuu verkon maadoitustavoista. Jakeluverkossa maadoituspisteet ovat verkon muuntajien tähtipisteissä. Verkon maadoitus muuntajien tähtipisteissä jaetaan kolmeen tapaan. Maasta erotetussa verkossa tähtipistettä ei ole maadoitettu ollenkaan, tai tähtipisteen ja maan välissä on hyvin suuri impedanssi. Suoraan maadoitetussa verkossa muuntajan tähtipiste on maadoitettu suoraan maahan. Sammutetussa verkossa muuntajan tähtipiste on maadoitettu kuristimen kautta. Maadoitustavan lisäksi maasulkujännitteisiin ja virtoihin vaikuttaa verkon maakapasitanssien suuruus. [6; 16]

3.2 Maasta erotettu verkko

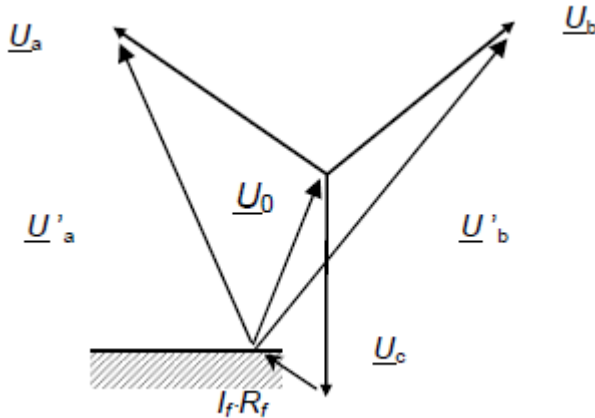
Maasta erotetuissa verkoissa maasulkuvirtapiiri sulkeutuu verkon maakapasitanssien kautta, jotka ovat sitä suuremmat, mitä suurempi verkkoalue on kyseessä. Tällöin verkon nollaimpedanssi on hyvin suuri, ja verkon maasulkuvirrat pieniä. Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta kulkeutuu vikapaikasta maahan, johtojen maakapasitanssien ja johtimien kautta muuntajan käämityksiin ja sieltä taas viallisen vaihejohtimen kautta vikaan. Kuvassa 6 alla on esitetty maasulkuvirran kulkureitti yksivaiheisessa maasulussa maasta erotetussa verkossa.



Kuva 6: Maasulkuvirran kulkureitti maasta erotetun verkon yksivaiheisessa maasulussa.

\underline{U}_0 on muuntajan tähtipisteen jännite, \underline{U}_v vikapaikan jännite ennen maasulkua, R_f vikavastus vikapaikassa, C_0 vaihejohtimen maakapasitanssi, I_f kokonaisvikavirta ja I_{A0} , I_{B0} sekä I_{C0} vaihekohtaiset vikavirrat. [6; 16]

Maasulun seurauksena verkon kaikkien vaiheiden ja tähtipisteen jännitteet muuttuvat. Ehjien vaiheiden vaihejännitteet kasvavat pääjännitteen suuruiseksi tai jopa suuremmiksi riippuen vikavastuksen R_f suuruudesta. Kuvaa 6 vastaavan maasulkutilanteen osoitinpiirros on esitetty kuvassa 7. [13; 16]



Kuva 7: C-vaiheen maasulun aikaiset jännitteet maasta erotetussa verkossa.[16]

Tällaisessa maasulussa maasulkuvirran I_f ja tähtipisteen jännitteen \underline{U}_0 suuruus voidaan laskea seuraavasti [13]:

$$I_f = \frac{j3\omega C_0}{1 + j3\omega C_0 R_f} \underline{U}_v \quad (35)$$

$$\underline{U}_0 = \frac{-1}{1 + j3\omega C_0 R_f} \underline{U}_v \quad (36)$$

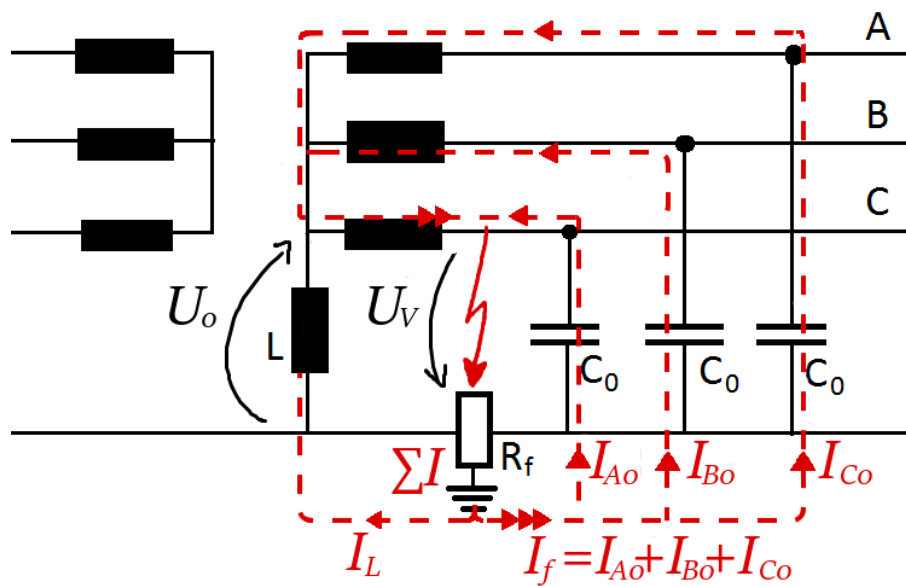
Suurin osa Suomen keskijänniteverkoista on maasta erotettuja ja OESJ:n jakeluverkko on kokonaisuudessaan maasta erotettu. [6; 16]

3.3 Sammutettu verkko

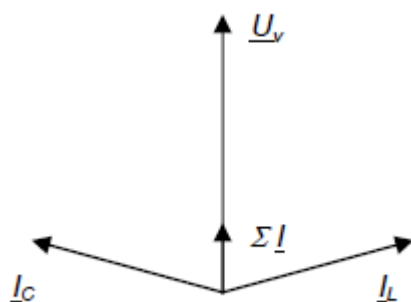
Verkko on sammutettu, kun se on maadoitettu muuntajan tähtipisteen ja maan väliin kytetyn kuristimen kautta. Kuristin mitoitetaan induktanssiltaan sellaiseksi, että se kompensoi johdon maakapasitanssien kautta kulkevaa kapasitiivista virtaa. Induktiivisen ja kapasitiivisen virran vaihesiirto on 180° , joten ideaalisessa verkossa jossa ei ole resistanssia ja induktanssi ja kapasitanssi ovat mitoitettu oikean kokoisiksi, ne kumoavat toisensa. Näin tapahtuu, kun induktanssille ja kapasitanssille pätee

$$\omega L = \frac{1}{3\omega C_0} \quad (37)$$

jossa L on maadoituskuristimen induktanssi. Käytännössä verkossa on kuitenkin aina myös resistanssia, joten vikavirran täysi kompensointi on mahdotonta. Verkon maakapasitanssit myös muuttuvat verkkopituuden muuttuessa esimerkiksi kytkentätilanteiden muutosten seurauksena, joten sammutuskuristimen on oltava säädettävissä mahdollisimman hyvin vastaamaan mahdollisia verkon muutoksia. Sammutetun verkon maasulkutilanteen virtojen kulku on esitetty alla kuvassa 8 ja vikatilanteen virtojen osoitin piirros kuvassa 9.



Kuva 8: Maasulkuvirtojen kulku ja sammutus sammutuskuristimella varustetussa verkossa.



Kuva 9: Sammutetun verkon maasulkuvirtojen osoitinpiirros.[16]

Huomaa että kuvan 9 virtaosoittimet sisältävät sekä induktiivisen että resistiivisen komponentin. [6; 13; 16]

Sammutetussa verkossa kokonaismaasulkuvirran lausekkeeksi saadaan

$$\sum I = \frac{\underline{U}_v}{R_f + \frac{R_L}{1 + jR_L \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L} \right)}} \quad (38)$$

ja tähtipistejännitteen lauseke on

$$\underline{U}_0 = \frac{-R_L}{R_f + R_L + jR_L R_f \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L} \right)} \underline{U}_v \quad (39)$$

Lausekkeissa esiintyvä R_L on maadoituskuristimen sisäinen resistanssi.[13]

Sammutetussa verkossa maasulkuvirrat jäävät pieniksi. Tämän ansiosta maasulkuun johdaneet läpilyönnit ja valokaaret sammuvat helpommin itseksensä, jolloin niiden poistoon ei välttämättä tarvitse ottaa verkkoa jännitteettömäksi pikajälleenkytkennän tai aikajälleenkytkennän suorittamiseksi. Sammutettua kompensointia voidaan toteuttaa myös hajautetusti. Tällöin johdolle kytketään maadoitusmuuntajia ja sammutuskuristimia päämuuntajien välille. Tällaista sammutuskuristinta kutsutaan myös *Petersenin kelaksi*. [6; 16]

3.4 Suoraan maadoitettu verkko

Kun muuntajan tähtipiste kytketään maahan suoraan tai pienen impedanssin kautta, verkko on suoraan maadoitettu. Suoraa maadoitusta käytetään pienjänniteverkossa, jossa se on suojaustoimenpide, jonka tarkoituksena on pitää sähkön käyttö turvallisena. Suoralla maadoituksella saadaan maadoitusvastus ja mahdollisen maasulkuvian aikaiset kosketusjännitteet alhaisiksi. Lisäksi maadoitus auttaa pienjännitevikojen havaitsemisessa. Pitkillä pienjännitelähdöillä vikavirta saattaa jäädä niin pieneksi, ettei sitä pystytä havaitsemaan. Riittävä maadoitus kasvattaa oikosulkuvirtaa niin, että suojaislaitteet pystyvät sen havaitsemaan, jolloin suojaus toimii halutulla tavalla. [6; 16]

3.5 Maasulkukerroin

Kuten edellä on jo tullut ilmi, maasulku nostaa ehjiksi jäävien vaiheiden jännitteitä. Ylijännitteen suuruus ilmaistaan tavallisesti maasulkukertoimen k avulla, joka on terveen vaiheen maasulun aikaisen suurimman jännitteen ja normaalin vaihejännitteen suhde. Kun vika on edellä olleiden piirrosten tapaan vaiheessa C , on maasulkukerroin k siis

$$k = \frac{\max(U'_a, U'_b)}{U_v} \quad (40)$$

Jos järjestelmässä on maasulkuresistanssi R_f , terveiden vaiheiden jännitteet U'_a ja U'_b ovat kuvan 7 mukaisesti erisuuret. Tällöin näistä jännitteistä valitaan suurempi, ja tätä verrataan normaalin käyttötilanteen vaihejännitteen U_v suuruuteen. Jos järjestelmässä ei ole maasulkuresistanssia, ehjien vaiheiden vikajännitteet ovat yhtä suuret. Verkko on tehollisesti maadoitettu, kun maasulkukerroin on pienempi kuin 1,4. [6; 7]

3.6 Maasulkuvirran kompensointi

Maasulkuvirtoja voidaan kompensoida keskitetyllä tai hajautetulla kompensoinnilla. Maasulkuvirran kompensointiin käytetään kompensointikuristimia, jotka voivat olla kiinteitä tai säädettäviä. Kuristimen säädettävyys voi perustua väliottokytkimiin tai käämikytkimiin jolloin säätö on portaittainen tai kuristimen ilmavälin muuttamiseen jolloin kurisin on jatkuvasäätöinen. Jatkuvasäätöistä kuristinta on mahdollista säätää jännitteisenä, ja se on saatavissa vastaamaan maasulkuvirran suuruutta tarkemmin kuin portaittain säädettävä kuristin. [15; 24]

Keskitetyssä kompensoinnissa maasulkuvirtaa kompensoidaan sähköasemilla verkon tähtipisteeseen asennetuilla induktiivisen virran tuottavilla keloilla. Kompensointikela voi olla joko sähköaseman tehomuuntajan tähtipisteessä, tai sitten kompensointia varten voidaan käyttää erillistä maadoitusmuuntajaa. Sähköaseman tehomuuntajan tähtipisteeseen asennetun kompensointikelan kompensointikapasiteettia rajoittaa tehomuuntajan kuormitettavuus. [15; 24]

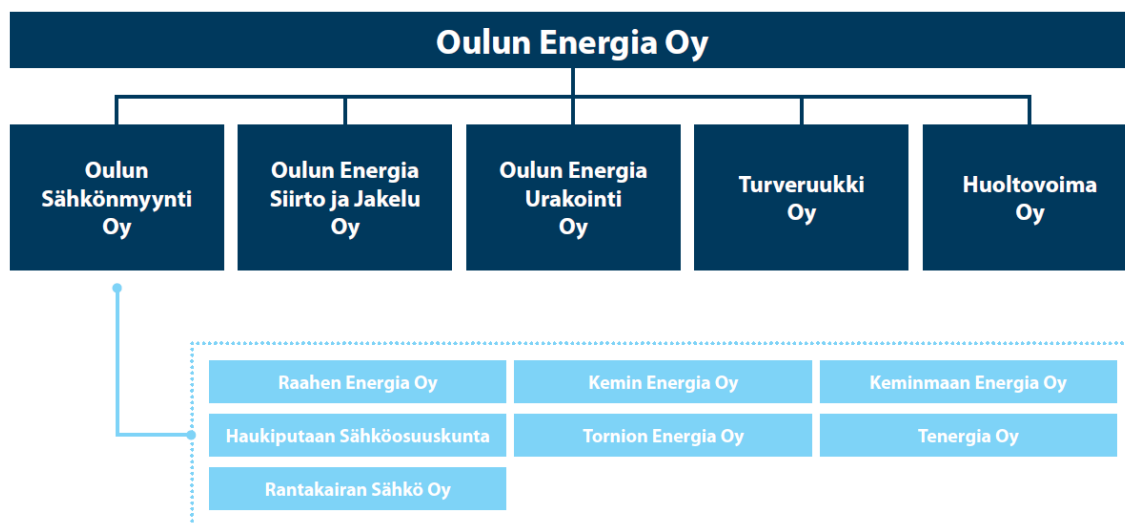
Hajautetussa kompensoinnissa kompensointilaitteet asennetaan johtolähtöjen varrelle. Hajautetun kompensoinnin yksiköillä pyritään kompensoimaan sen verran maasulkuvirtaa kuin se johtolähtö, johon ne asennetaan, tuottaa. Näin verkon maasulun kompensointi pysyy aina tasapainossa verkon kytkentätilanteista riippumatta. Hajautettua kompensointia käytetään pääasiassa pitkillä johtolähdöillä haja-asutusalueella. Hajautetun kompensoinnin kompensointiyksikköön kuuluu maadoitusmuuntaja, jonka tähtipisteessä on kytkettynä kompensointikuristin. Yksikköjen koot voivat vaihdella 3,5-25 A välillä, tyyppilisen säätövälin ollessa 5-15 A. Hajautettua kompensointia mitoittaessa ja sen säädettävyyttä harkitessa tulee muistaa, ettei johtolähdöt saa tulla ylikompensoiduiksi. Jos johtolähtö on ylikompensoitu, virtaan perustuva suojarole ei enää toimi, sillä se ymmärtäisi ylikompensoidun lähdön vialliseksi, vaikka maasulkuvika olisi toisella lähdöllä. Täten hyvä sijoituspaikka hajautetun kompensoinnin kompensointiyksiköille on lähellä säteittäisten johtolähtöjen päitä. Tällöin johto ei tule ylikompensoiduksi silloin, jos osa johdosta pitää kytkeä irti pidemmäksi aikaa, koska kompensointiyksikkö on myös irrotettuna muusta verkosta viallisen johdon mukana. [23; 24; 29]

4. OULUN ENERGIA SIIRTO JA JAKELU OYN JAKELUVERKKO

Tässä luvussa esitellään Oulun Energia -konserni, sen sähkönsiirtoon keskittynyt tytäryhtiö Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy sekä OESJ:n jakeluverkko sen nykyisessä tilassa ja verkon arvioitu tulevaisuuden tila kehityssuunnitelma 2035 mukaisesti.

4.1 Oulun Energia -konserni

Oulun Energia -konserni on energia-alan yhtiö, joka kattaa koko energiantuotannon kokonaisuuden. Oulun Energialta löytyy raaka-aineiden tuotantoa, sähkön ja lämmön tuotantoa ja myyntiä, sähkön ja lämmön jakeluverkot sekä erilaiset alan palvelut kuten urakointi-, ylläpito- ja älykkäät energiapalvelut [19]. Konsernin emoyhtiö on Oulun Energia Oy, jonka omistaa Oulun kaupunki. Oulun Energia Oy omistaa konsernin energiantuotantolaitokset sekä 100 % neljästä tytäryhtiöstä: sähköverkkopalveluista vastaavan Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n, verkonhallinnasta, urakoinnista ja ylläpidosta vastaavan Oulun Energia Urakointi Oy:n, polttoainehankinnasta vastaavan Turvevoima Oy:n sekä Huoltovoima Oy:n. Sähkönmyyntiliiketoiminnasta ja asiakaspalvelusta vastaavasta Oulun Sähkönmyynti Oy:stä Oulun Energia Oy omistaa 60,36 % ja loput Sähkönmyynnin omistuksista on muilla Oulun seudun energiayhtiöillä. Kuvassa 10 on esitelty Oulun Energian konsernirakenne. [19; 21]



Kuva 10: Oulun Energia Oy:n konsernikaavio.[21]

Oulun Energia konserni työllisti vuonna 2016 keskimäärin 400,25 henkeä liikevaihdon ollessa 288,1 miljoonaa euroa [17].

4.1.1 Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy

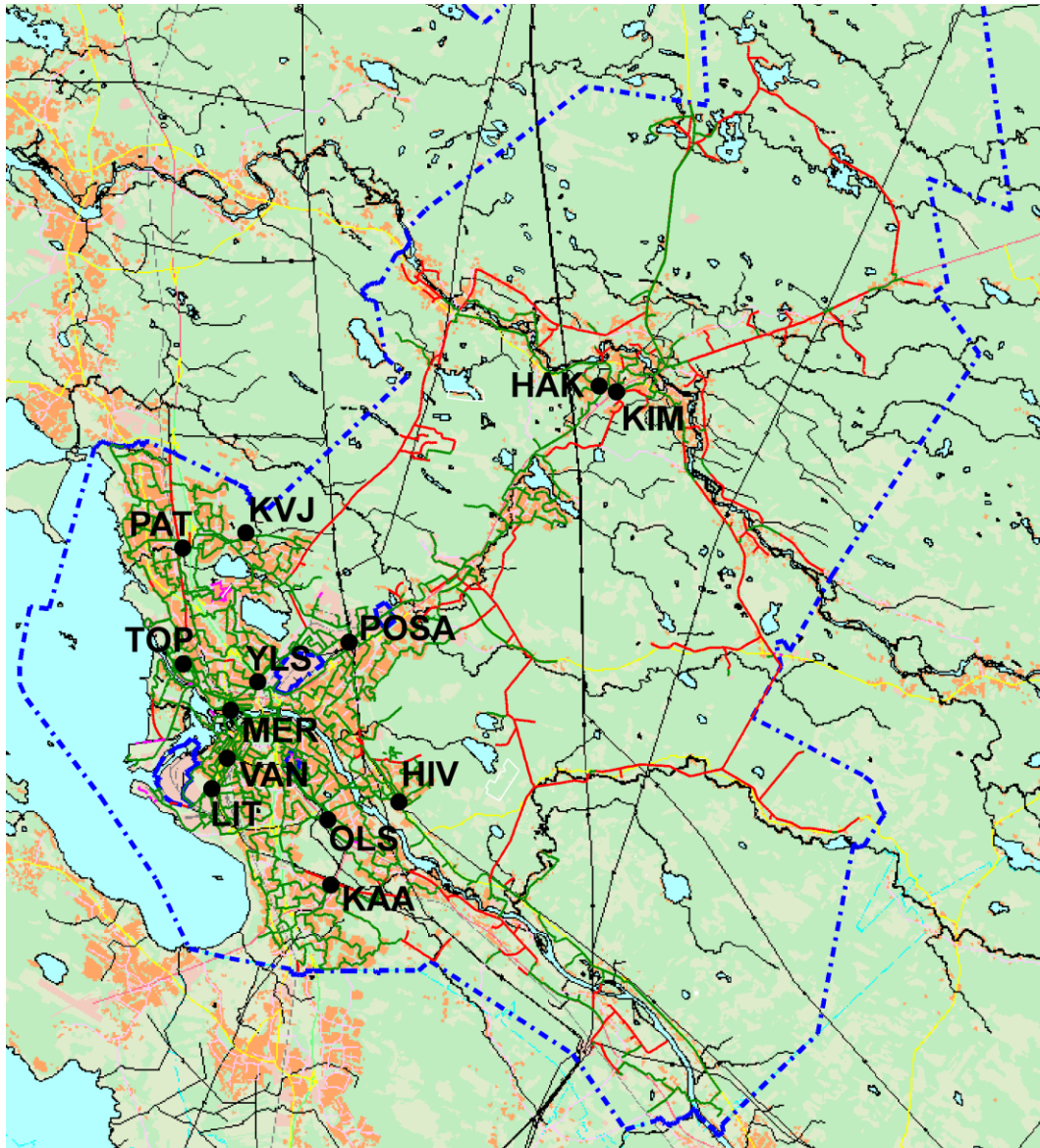
OESJ on konsernin sähköverkkoyhtiö, jonka omistuksessa on suurin osa Oulun kaupungin alueen sähköverkoista. OESJ vastaa sähkön siirrosta ja jakelusta, verkon suunnittelusta, rakentamisesta ja kunnossapidosta sekä kulutuksen mittauksesta verkkoalueellaan. OESJ:n sähköverkkoalue voidaan jakaa kolmeen osaan, jotka ovat Oulun kantakaupunki, Kiiminki ja Yli-Ii. Oulun kaupunkiin nykyään kuuluvat Haukipudas, Oulunsalo ja Ylikii-minki eivät ole OESJ:n jakeluverkossa, vaan Haukiputaalla siirrosta vastaa Haukiputaan Sähköosuuskunta, Oulunsalossa Oulun Seudun Sähkön Verkkopalvelut Oy ja Ylikiimin-gissä Caruna Oy [18]. Vuonna 2016 OESJ:n liikevaihto oli 31,3 miljoonaa euroa ja hen-kilöstöä oli 43 henkeä [17].

4.2 OESJ:n Jakeluverkon nykytila

Suurin osa OESJ:n verkkoalueen kulutuksesta keskittyy Oulun kantakaupungin alueelle, jossa verkko on vahvasti silmukoitua kaapeliverkkoa, jonka johtolähtöjen pituus on ver-rattain lyhyt. OESJ:n jakeluverkossa on 14 sähköasemaa, joista 11 sijaitsee Oulun kanta-kaupungin alueella. Kiimingissä on kaksi sähköasemaa ja Yli-Iissä yksi asema. Päämuun-tajien määrä vaihtelee asemittain: osalla asemista on vain yksi päämuuntaja, osalla use-ampi.

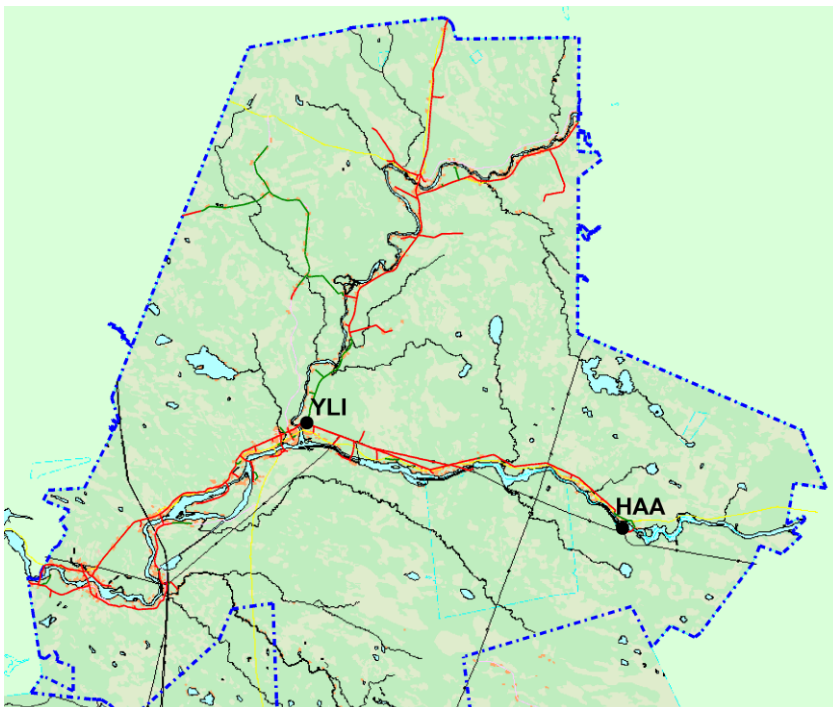
Kanta-Oulun keskijänniteverkko jakautuu kahteen osaan: 10 kV ja 20 kV verkkoihin. Myöhemmissä taulukoissa verkon sähköasemat on jaoteltu niiden jännitetason mukaan. Oulun Energian omistamat Toppilan lämpövoimalaitokset sekä Merikosken vesivoima-laitos on kytketty OESJ:n jakeluverkkoon.

Kiimingin alue koostuu pienestä taajamaasta ja sitä ympäröivistä haja-asutusalueista. Alueella on kaksi sähköasemaa ja keskijänniteverkko koostuu sekä kaapeliverkosta että ilmajohdoista. Kiimingin ja kantakaupungin verkon välillä on keskijänniteyhteyksiä. Ku-vassa 11 on kuvattu Kiimingin ja Oulun kantakaupungin keskijännitejakeluverkot.



Kuva 11: Kanta-Oulun ja Kiimingin keskijännitejakoalueverkko sekä sähköasemat. Vihreät johdot ovat maakaapelia ja punaiset ilmajohtoa.

Yli-Iin verkko on erillään muista OESJ:n jakeluverkkoalueista, eikä yhteyttä Kiimingin tai Kanta-Oulun jakeluverkkoon ole OESJ:n verkkoalueen kautta. Yli-Ii siirtyi OESJ:n omistukseen ja osaksi sen verkkoaluetta vuoden 2013 kuntaliitoksessa. Yli-Iissä on yksi OESJ:n sähköasema ja verkko on säteittäinen ja suurimmaksi osaksi ilmajohtoa. Kuvassa 12 on esitetty Yli-Iin jakeluverkko. Kuvaan on merkattu Yli-Iin sähköaseman lisäksi Haapakosken voimalaitoksen sähköasema, joka kuuluu Pohjolan Voimalle.



Kuva 12: Yli-Iin keskijännitejakeluverkko. Vihreät johdot ovat maakaapelia ja punaiset ilmajohtoa.

Taulukkoon 6 on koottu OESJ:n sähköverkon tunnuslukuja. 67 % OESJ:n keskijänniteverkosta ja 87 % pienjänniteverkosta on maakaapeloitu. Keskijänniteverkosta ilmajohtoa on siis 33 %, josta 10 % on päällystettyä PAS-johtoa. Ilmajohdon päällystäminen vähentää sen häiriöalttiutta, mutta johtojen kuntoa pitää silti tarkkailla tarkasti. Lisäksi PAS – johdot vaativat enemmän tarkastuksia paikan päällä kuin avojohdot. Jokaisen myrskyn jälkeen täytyy johdoilla käydä tarkastamassa, ettei mitään oli kaatunut nojaamaan PAS - johtoa vasten. Avojojhoilla vastaavat viat huomataan verkon maasulkuvikojen avulla.

Taulukossa ilmoitettu huipputeho on vuoden 2017 aikana mitattu huipputeho. Kaikkien aikojen suurin huipputeho, 253,6 MW, on mitattu 19.1.2016 klo 16–17.

Taulukko 6: OESJ:n sähköverkon tunnuslukuja kesäkuulta 2017.

Sähköasemia	14 kpl
Jakelumuuntamoita	1157 kpl
Kauko-ohjattavia erotinasemia	43 kpl
Jakokaappeja	5245 kpl
110 kV:n verkko (kaapelointiaste)	53 km (8 %)
KJ-verkko (kaapelointiaste)	1018 km (67 %)
Maakapeli (osuus KJ-verkosta)	686 km (67 %)
Avojohto (osuus KJ-verkosta)	234 km (23 %)
PAS-johto (osuus KJ-verkosta)	98 km (10 %)
PJ-verkko (kaapelointiaste)	2951 km (87 %)
Asiakkaiden mitattu sähkön kulutus	1282 GWh
Huipputeho	249 MW
Asiakasmäärä	100 824

OESJ:n keskijänniteverkon maakaapelin määrä on lisääntynyt viime vuosina tasaisesti. Maakaapelin lisäys on seurausta uudisrakentamisesta sekä ilmajohtojen saneerauksesta maakaapeliksi. Taulukossa 7 on kuvattu keskijänniteverkon maakaapelin määrän kasvu viime vuosina.

Taulukko 7: OESJ:n keskijänniteverkon maakaapelin määrän kehitys vuosina 2012-2016.

	KJ-kaapeli	vuosittainen lisäys
Vuosi	[km]	[km]
2016	686,1	57,1
2015	629	23,2
2014	605,8	35,0
2013	570,8	25,2
2012	545,6	11,8

4.2.1 Verkon kuormitus tilanne ja tehonjako

Yksikään OESJ:n verkon päämuuntaja ei ole ylikuormassa ja lähes jokaisella on vielä hyvin kasvuvaraa kuormitushuipun mukaisessa tilanteessa. Päämuuntajat on mitoitettu näennäisteholle, jonka tehokertoimenä on laskennallinen oletusarvo eli 0,95. Loistehon taso OESJ:n verkon asemien päämuuntajilla on huippukuorman aikaan maltillinen ja tehokertoimien arvot ovat lähellä yhtä. Kuormitushuipun aikaisen loistehon luonne lievästi induktiivisesta lievästi kapasitiiviseen asemittain riippuen niiden syöttämän verkkoalueen johtojen tyypistä. Kuten yhtälöstä (19) voidaan nähdä, kuormitusvirran pienentyessä loistehon suhteellinen osuus johdoilla kasvaa jonkin verran, ja siten myös tehokertoimen arvo pienenee. Asemien kuormitusasteista voidaan kuitenkin nähdä, etteivät nämä loistehon

määrän kasvut huipputehoa pienemmillä kuormilla ole vielä ongelma verkon kantokyvyille ja sähköasemien muuntajien kuormitettavuudelle. Taulukossa 8 on kuvattu OESJ:n jakeluverkon päämuuntajien mitatut huipputehot vuonna 2016. Negatiivinen loisteho kuvaa loistehon antoa. Merikosken ja Toppilan sähköasemille ei SCADAsta saatu loistehomittauksia. [22]

Taulukko 8: OESJ:n jakeluverkon päämuuntajien huipputehot ja niiden aikaiset loistehot vuonna 2016. Negatiivinen loisteho kuvaa loistehon antoa.

Sähköasema		Nimellisteho [MVA]	Mitattu huipputeho [MW]	Mitatun huipputehon aikainen loisteho [Mvar]	Tehokerroin	Kuormitusaste [%]
20 kV						
Hakomäki	PM1	16	13,0	-0,539	0,99914	86 %
Kiiminki	PM1	16	10,5	-0,069	0,99998	69 %
Hiukkavaara	PM1	25	7,6	-0,987	0,99158	32 %
Kaakkuri	PM1	25	14,8	-0,241	0,99987	62 %
	PM2	25	8,9	-0,365	0,99916	37 %
Kuivasjärvi	PM1	25	11,6	0,340	0,99957	49 %
	PM2	25	4,7	0,002	0,99999	20 %
Oulunsuu	PM1	25	11,8	0,200	0,99986	50 %
	PM2	25	17,3	0,900	0,99865	73 %
	PM3	10	6,4	0,538	0,99649	67 %
Pateniemi	PM1	25	19,5	0,800	0,99916	82 %
	PM2	25	14,3	-0,200	0,99990	60 %
Posa	PM1	25	17,1	-0,560	0,99947	72 %
	PM2	25	14,6	1,000	0,99766	61 %
Yläsiirtola	PM1	25	15,4	-0,016	0,99999	65 %
		342	189,5			
Yli-li			4,1	-0,663	0,98734	
10 kV						
Limingantulli	PM1	25	12,7	1,600	0,99216	53 %
	PM2	16	7,6	1,200	0,98776	50 %
Merikoski	PM4	25	13,3	X	X	56 %
	PM5	25	8,4	X	X	35 %
Toppila	PM1	25	9,1	X	X	38 %
Vanhatulli	PM1	25	13,2	2,000	0,98872	56 %
	PM2	25	12,2	1,500	0,99253	51 %
		166	76,5			
Koko verkko		508	270,1			

Hakomäen ja Hiukkavaaran sähköasemille asennettiin loppuvuodesta 2016 kompensointikuristimet liittymispisteiden loistehotasapainon parantamiseksi. Taulukossa 9 on esitetty näiden asemien mitatut huipputehot alkuvuodelta 2017.

Taulukko 9: Hakomäen ja Hiukkavaaran sähköasemien päämuuntajien huipputehot ja niiden aikaiset loistehot mittausväliltä 1.1.–31.5.2017.

Sähköasema	Nimellisteho [MVA]	Mitattu huipputeho [MW]	Mitatun huipputehon aikainen loisteho [Mvar]	Tehokerroin	Kuormitusaste [%]
20 kV					
Hakomäki PM1	16	13,631	0,168	0,99992	88 %
Hiukkavaara PM1	25	8,405	0,0	1,0	35 %

Kuristimet ovat kompensoineet loistehonannon. Hakomäen asemalla ollaan päästy suuresta loistehonannosta pienemmään ottoon ja Hiukkavaaran aseman loisteho on kumoutunut täysin. Lisää asemien kompensoinnin vaikutuksista luvussa 4.2.2.

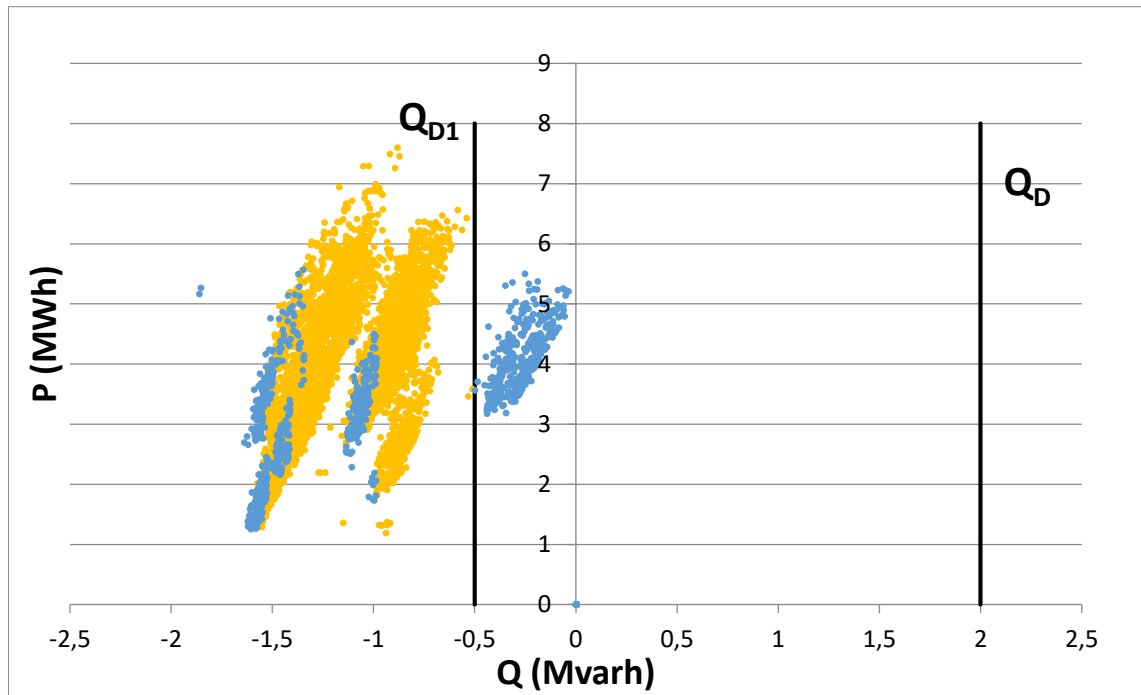
4.2.2 Loistehon ylitykset liittymispisteissä

OESJ:llä on neljä 110 kV:n liittymispistettä Fingridin kantaverkkoon: Nurmijärvi, Hiukkavaara, Kaakkuri ja Leväsuu. Hiukkavaara, Kaakkuri ja Leväsuu syöttävät Kanta-Oulun aluetta ja Nurmijärven liittymispiste syöttää Kiimingin aluetta. Kaakkurin liittymispiste on varayhteys, eikä se ole juurikaan käytössä. Leväsuon liittymispiste on tehoissa mitattuna liittymispisteistä suurin, ja sillä on käytössä netotussopimus kolmen toimijan kesken. OESJ:n lisäksi Leväsuon netotussopimuksessa ovat mukana Taminco Finland Oy ja EPV Tuotantoverkot Oy.

Taminco Finland Oy, aikaisemmin Kemira Chemicals Oy, on kemianteollisuuden yritys, jonka Oulun tuotantolaitos keskittyy muurahaishapon ja sen johdannaisen tuotantoon. Tamincon tehdasalueella sijaitsee myös Laanilan Voiman voimalaitos, joka tuottaa sähköä pääasiassa Tamincon tehtaille ja Oulun kaupungille. Voimalan yhteydessä on myös Oulun Energian Laanilan ekovoimalaitos. EPV Tuotantoverkot Oy on EPV Energia Oy:n omistama verkkoyhtiö, jolla on pääasiassa suurjänniteverkkoa. OESJ on Leväsuon liittymispisteen vastuuasiakas, jolla on sopimus Fingridin kanssa ja jolle Fingridin hyvitysmaksut kohdistuvat. OESJ taas vastaavasti laskuttaa muita netotuksessa mukana olevia yhtiöitä.

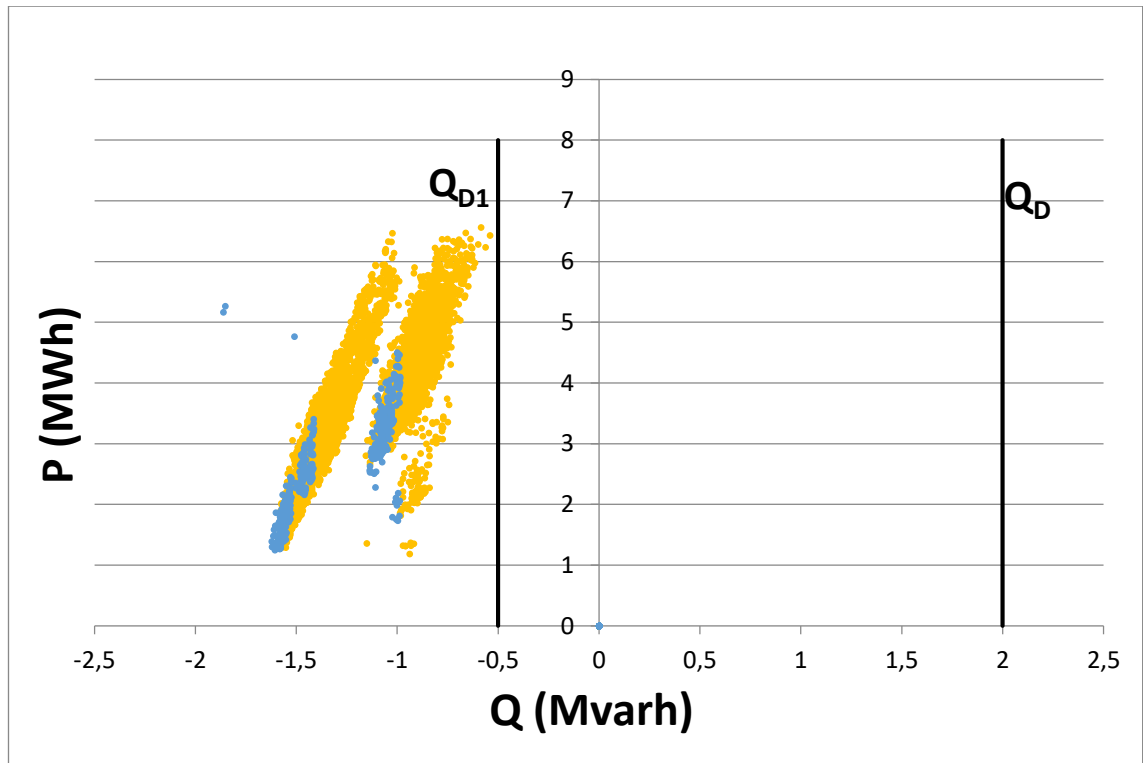
Nurmijärven ja Hiukkavaaran liittymispisteillä tapahtuu säännöllistä luvussa 0 esiteltyjen loistehorajojen ylityksiä. Seuraavassa on esitelty loistehoikkunat OESJ:n käytössä oleville kantaverkon liittymispisteille. Loistehoikkunat on piirretty käyttäen Fingridin mittaamia ja laskuttamia tehoja.

Kuvassa 13 on kuvattu Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna vuodelle 2016. Sinisellä on merkitty tehopisteet, joista Fingrid ei ole laskuttanut ja keltaisella on merkitty tehopisteet, joista on maksettu loisenergiamaksuja.

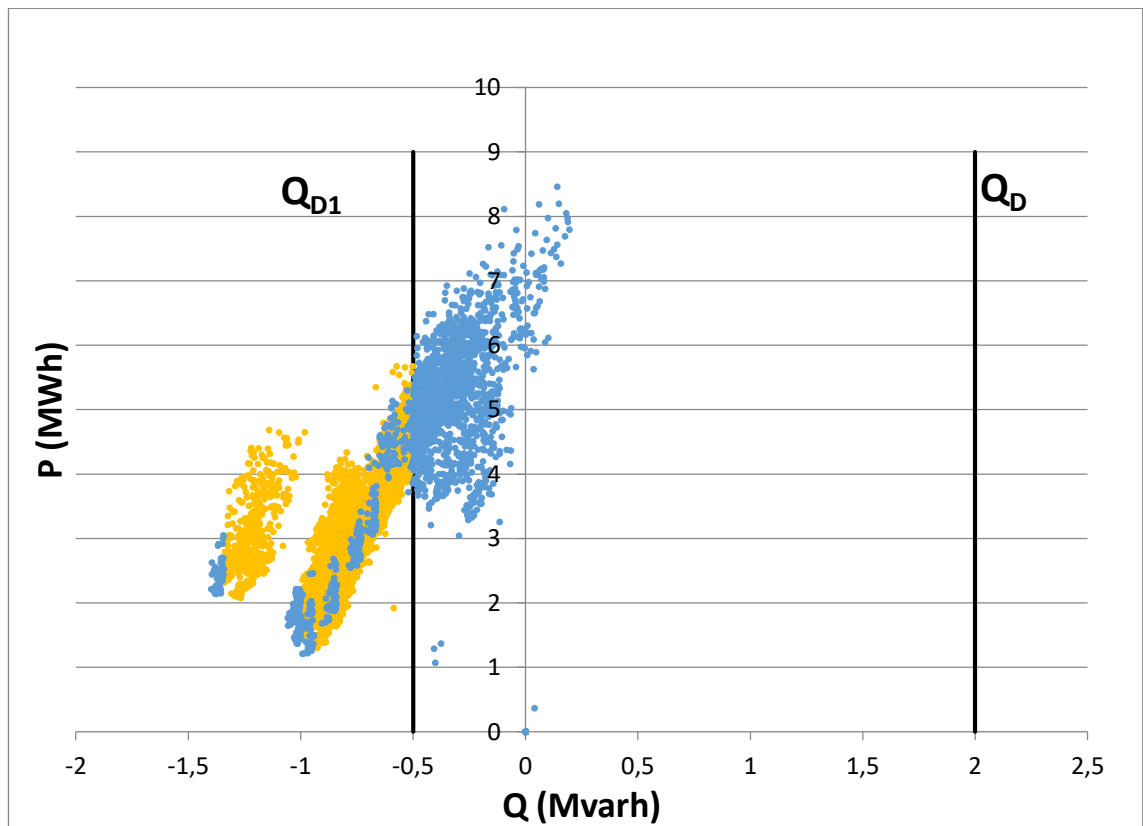


Kuva 13: Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna vuodelle 2016

Lähes kaikki Hiukkavaarassa kantaverkkoon siirretty loisteho on vuonna 2016 ollut siirtoikkunan ulkopuolella. Loistehomaksujen vuoden 2017 nostoa ennakointiin asentamalla Hiukkavaaran sähköasemalle 1 Mvar kuristin kompensoimaan loistehon antoa. Kuristin otettiin käyttöön 16.12.2016 ja kuvan 13 loistehoikkunassa siirtorajojen sisäpuolelle jäävät tehopisteet ovat tämän kuristimen ansiota. Kuristimen vaikutuksen havainnollistamiseksi verrataan vuoden 2016 tammi-syyskuuta vuoden 2017 tammi-syyskuuhun. Kuvassa 14 on esitetty vuoden 2016 jakso ja kuvassa 15 vuoden 2017 jakso. Jälleen ilmaiset pisteet on merkitty sinisellä ja pisteet, joista on maksettu loistehomaksuja, on keltaisia. Kuristimella on ollut ilmeinen vaikutus loistehon siirtoon Hiukkavaaran liittymispisteellä. Vuoden 2016 ajanjaksolla kaikki liittymispisteessä siirtynyt loisteho oli loistehoikkunan ulkopuolella. Kuristimen ansiosta noin kolmannes vuoden 2017 jakson tehopisteistä on siirtynyt loistehoikkunan sisäpuolelle.



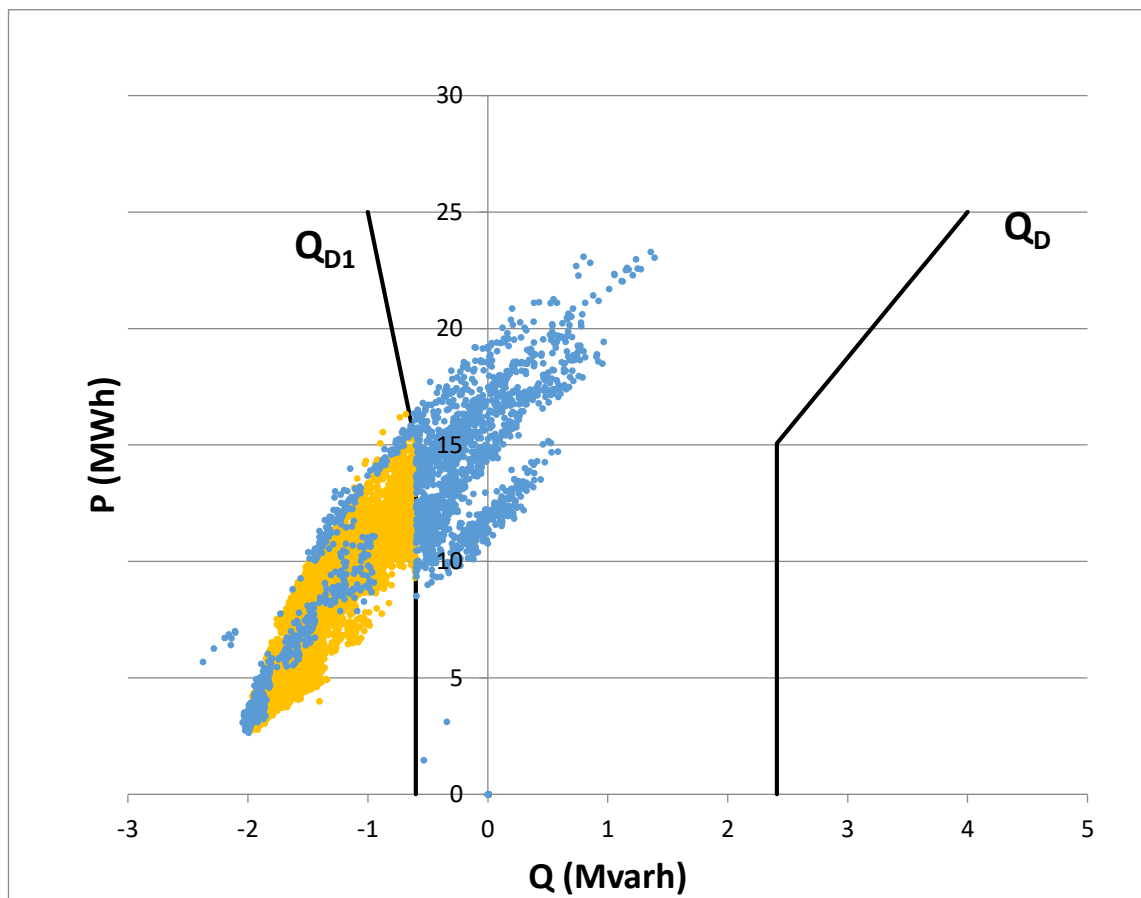
Kuva 14: *Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2016*



Kuva 15: *Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2017*

Kompensointia ei ole kuitenkaan vielä tarpeeksi. Kaksi kolmasosaa Hiukkavaaran käytötunneista on edelleen loistehoikkunan ulkopuolella. Lisäksi syyskuussa 2017 Hiukkavaaran asemalla on otettu käyttöön uusi Oulun yliopistollista sairaalaa syöttävä johtolähtö. Lähdössä on kaksinkertainen AHXAMK-W 3x240 kaapeli, jonka tyhjäkäyntiloistehontuotto on 460 kvar. Kuvassa 15 näkyvä, muista tehopisteistä vasemmalla selvästi erillään oleva tehopisterypäs muodostuu syyskuun tehopisteistä, joten sairaalan uuden johtolähdön vaikutus Hiukkavaaran liittymispisteen loistehoon on ilmeinen.

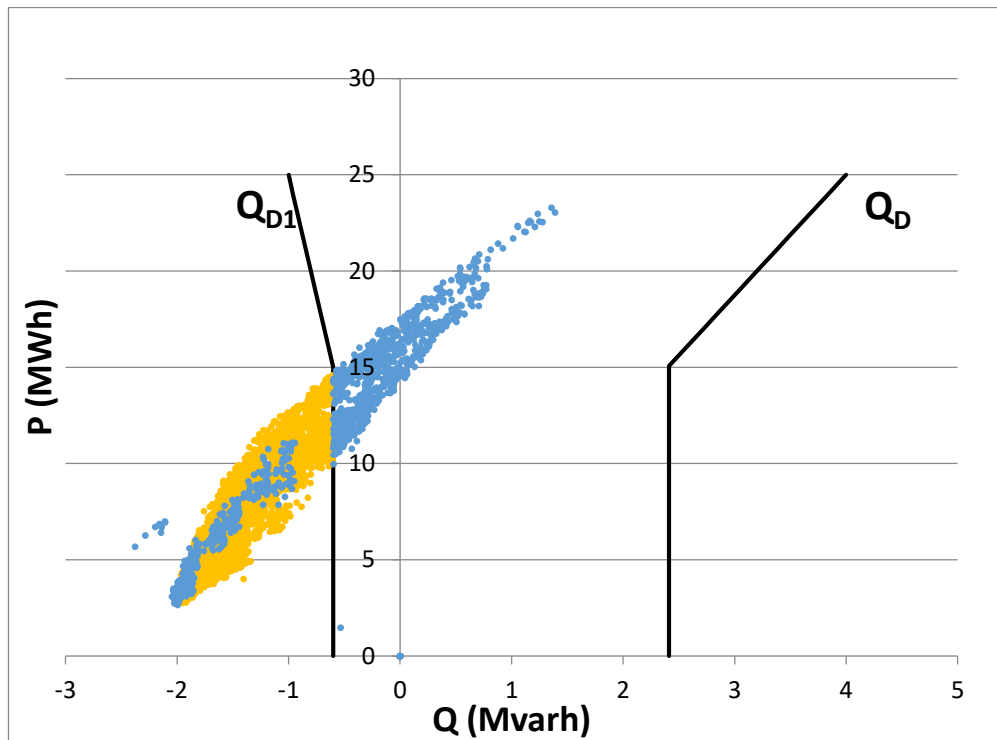
Nurmijärven liittymispiste syöttää kantaverkosta Kiimingin aluetta. Liittymispisteen loistehoikkuna vuodelle 2016 on alla kuvassa 16.



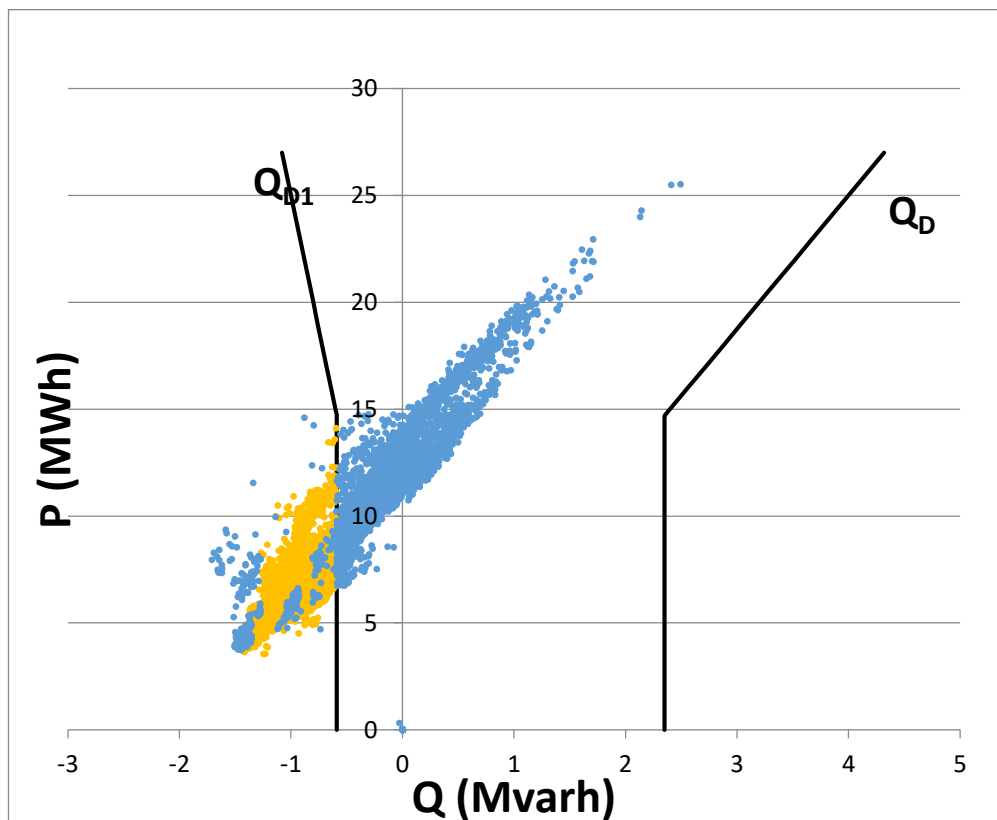
Kuva 16: Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna vuodelle 2016

Myös Nurmijärven liittymispisteellä merkittävä osa loistehon siirrosta oli vuonna 2016 loistehoikkunan ulkopuolella ja siten aiheutti loisenergiamaksuja. Myös Nurmijärven liittymispisteelle lisättiin loistehon kompensointia loppuvuodesta 2016 ja samanlainen 1 Mvar kuristin kuin Hiukkavaarassa otettiin käyttöön myös Kiimingissä olevalle Hakomäen sähköasemalle. Tämäkin kuristin kytkettiin käyttöön 16.12.2016. Kuristimen vaikutus loistehoikkunaan on nähtävissä kuvissa 17 ja 18, joissa on esitetty Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna välillä 1.1.–30.9. vuosilta 2016 ja 2017. Kuten edellä Hiukkavaaran liittymispisteen kohdalla voitiin huomata, kuristimella saadaan aikaan huomattava parannus liittymispisteen loistehon antoon. Tehopistekuviosta voidaan havaita

melkein 1 Mvar:n siirtymä oikealle, eli loistehon ottoa kohden. Kuristimen koko teho näkyy siis melko suoraan kompensoinnin määrässä.



Kuva 17: Nurmijärven liittymispistein loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2016



Kuva 18: Nurmijärven liittymispistein loistehoikkuna aikavälille 1.1.–30.9.2017

Myös Nurmijärvellä on kompensointikuristimesta huolimatta kuitenkin edelleen liikaa sellaisia loistehon siirtorajan ylityksiä joista seuraa loistehomaksuja. Huhtikuussa 2017 Hiukkavaarassa on siirretty loisenergiaa yli siirtorajan 74,75 Mvarh edestä ja suurin ylitys oli ollut 0,23 Mvar. Fingrid laskutti tästä 463,43 € loisenergiamaksun loisenergian siirrosta ja 95,80 € tehomaksua tehohuipusta. Nurmijärvellä loisenergiaa oli siirretty yli siirtorajan 4,99 Mvarh ja suurin ylitys oli 0,13 Mvar. Laskun suuruus oli 30,91 € loisenergiasta ja 52,03 € tehomaksu. Näistä lukemista on jo otettu pois 50 suurinta ylitystä luvun 0 ohjeiden mukaan. Taulukoissa 10 ja 11 on esitetty kymmenen Hiukkavaaran ja Nurmijärven liittymispisteiden todellisuudessa suurinta loistehoylitystä ajalta 1.1.–30.9.2017.

Taulukko 10: Hiukkavaaran liittymispisteen 10 suurinta todellista loistehoylitystä aikavälillä 1.1.–30.9.2017. Loistehon yksikkö on Mvar.

Aika	Q(Summa)	Q1-raja, anto	Q1-ylitys, anto
12.9.2017 2:00	-1,399	-0,5	0,899
11.9.2017 1:00	-1,396	-0,5	0,869
28.9.2017 2:00	-1,395	-0,5	0,895
28.9.2017 4:00	-1,387	-0,5	0,887
12.9.2017 3:00	-1,385	-0,5	0,885
12.9.2017 4:00	-1,383	-0,5	0,883
11.9.2017 4:00	-1,382	-0,5	0,882
28.9.2017 3:00	-1,381	-0,5	0,881
11.9.2017 2:00	-1,379	-0,5	0,879
10.9.2017 3:00	-1,378	-0,5	0,878

Taulukko 11: Nurmijärven liittymispisteen 10 suurinta todellista loistehoylitystä aikavälillä 1.1.–30.9.2017. Loistehon yksikkö on Mvar.

Aika	Q(Summa)	Q1-raja, anto	Q1-ylitys, anto
26.4.2017 04:00	-1,71	-0,59	1,12
26.4.2017 05:00	-1,694	-0,59	1,104
26.4.2017 03:00	-1,665	-0,59	1,075
25.4.2017 16:00	-1,659	-0,59	1,069
25.4.2017 14:00	-1,652	-0,59	1,062
25.4.2017 15:00	-1,651	-0,59	1,061
26.4.2017 02:00	-1,645	-0,59	1,055
25.4.2017 18:00	-1,644	-0,59	1,054
25.4.2017 13:00	-1,622	-0,59	1,032
25.4.2017 17:00	-1,621	-0,59	1,031

Ilman kompensointia ylityksistä maksettavat maksut olisivat kuitenkin huomattavasti suuremmat. Vuoden 2016 huhtikuussa Hiukkavaarassa suurin loistehon siirtorajan ylitys oli 1,049 Mvar ja siirretty loisenergia 660,36 Mvarh. Vuoden 2017 loistehoinnoittelulla hintaa näille siirroille tulisi 4094,21 € loisenergian siirrosta ja 433,15 € loistehomaksua. Nurmijärven liittymispisteessä huhtikuun 2016 ylitykset olivat 449,482 Mvarh siirrettyä

loisenergiaa 0,971 Mvar loistehohuipulla. Maksettavaa vuoden 2017 hinnoilla olisi tullut 400,95 € loistehomaksua ja 2786,79 € loisenergiamaksua. Kun nykytilaa verrataan vastaavaan ajanjaksoon vuodelta 2016 ennen kompensoinnin asentamista, havaitaan että kompensoinnin lisäämisellä on siis saavutettu jo nyt merkittäviä kuukausittaisia säästöjä verrattuna tilanteeseen jossa kompensointia ei olisi asennettu.

Kuten edellä huhtikuun 2017 tapauksessa, näistä kompensointia edeltäneistä vuoden 2016 luvuista on poistettu 50 suurinta loistehoylitystä. Taulukoissa 12 ja 13 on esitetty kymmenen Hiukkavaaran ja Nurmijärven liittymispisteiden todellisuudessa suurinta loistehoylitystä vuodelta 2016.

Taulukko 12: *Hiukkavaaran liittymispisteen 10 suurinta loistehoylitystä vuodelle 2016. Loistehon yksikkö on Mvar.*

Aika	Q(Summa)	Q1-rajaa, anto	Q1-ylitys, anto
12.7.2016 10:00	-1,862	-0,5	1,362
12.7.2016 9:00	-1,853	-0,5	1,353
17.10.2016 3:00	-1,639	-0,5	1,139
17.10.2016 2:00	-1,626	-0,5	1,126
29.4.2016 4:00	-1,622	-0,5	1,122
8.5.2016 4:00	-1,621	-0,5	1,121
17.10.2016 4:00	-1,621	-0,5	1,121
29.4.2016 5:00	-1,614	-0,5	1,114
1.5.2016 15:00	-1,612	-0,5	1,112
29.4.2016 2:00	-1,611	-0,5	1,111

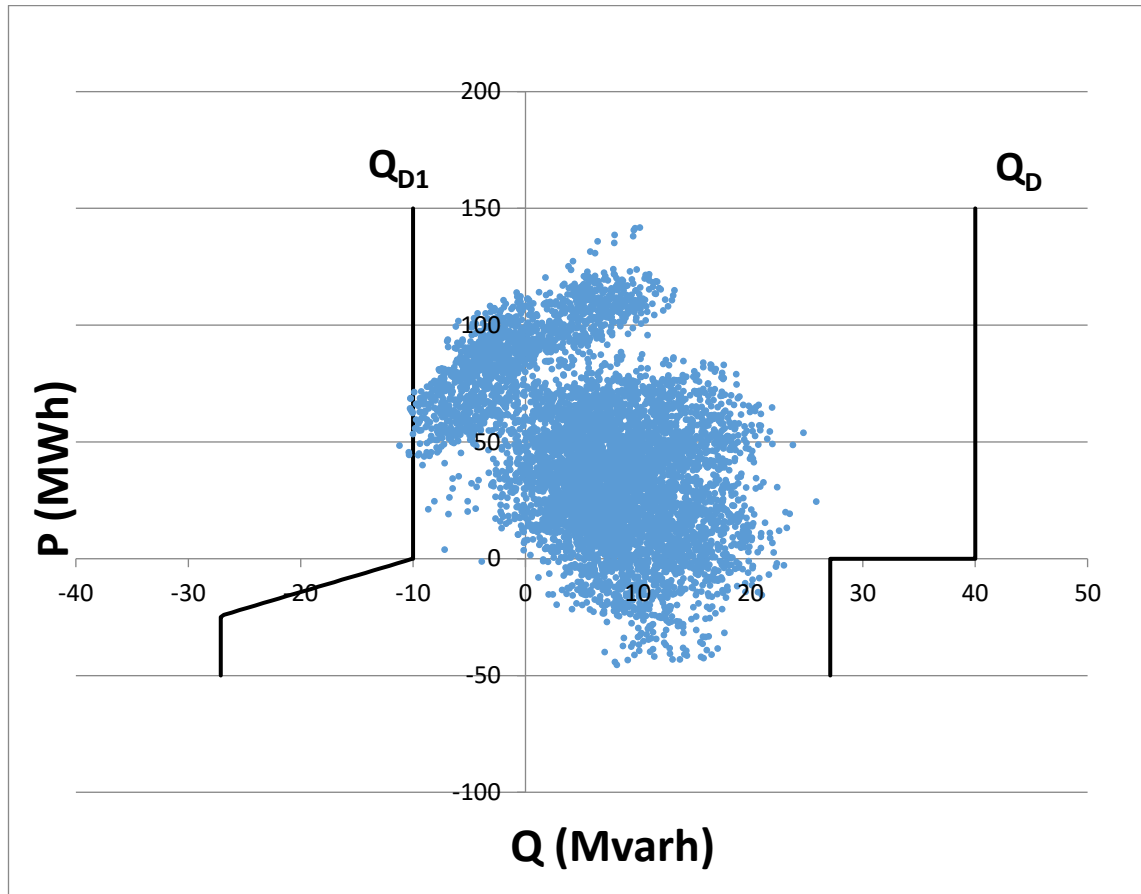
Taulukko 13: *Nurmijärven liittymispisteen 10 suurinta loistehoylitystä vuodelle 2016. Loistehon yksikkö on Mvar.*

Aika	Q(Summa)	Q1-rajaa, anto	Q1-ylitys, anto
10.9.2016 7:00	-2,377	-0,6	1,777
10.9.2016 8:00	-2,287	-0,6	1,687
10.9.2016 13:00	-2,196	-0,6	1,596
10.9.2016 12:00	-2,16	-0,6	1,56
10.9.2016 14:00	-2,145	-0,6	1,545
10.9.2016 9:00	-2,139	-0,6	1,539
10.9.2016 11:00	-2,111	-0,6	1,511
10.9.2016 10:00	-2,108	-0,6	1,508
30.5.2016 4:00	-2,047	-0,6	1,447
18.6.2016 4:00	-2,037	-0,6	1,437

Nurmijärven ja Hiukkavaaran liittymispisteiden tehokuvioista voidaan hyvin havaita myös tyhjäkäyvän verkon vaikutus loistehon tuottoon. Loistehonannon suurimmat arvot sijoittuvat pääasiassa pätötehon oton pienemmille arvoille. Kun verkon kuormitus on

pieni, on jakeluverkon kaapeleiden loistehon tuotto suurimmillaan kaavan (19) mukaisesti.

Leväsuon liittymispiste syöttää Kanta-Oulun aluetta, ja siten liittymispisteellä on huomattava määrä sähköön kulutusta ja tuotantoa. Tämän seurauksena liittymispisteen loistehon siirtorajat ovat huomattavasti suuremmat kuin muissa OESJ:n liittymispisteissä. Kuvassa 19 on esitetty Leväsuon liittymispisteen loistehoikkuna ajalta 1.1.–30.9.2017. Netotussopimus astui voimaan vuoden 2017 alussa, joten aikaisempaa mittausdataa ei tälle liittymispisteelle tässä muodossa ole saatavilla.

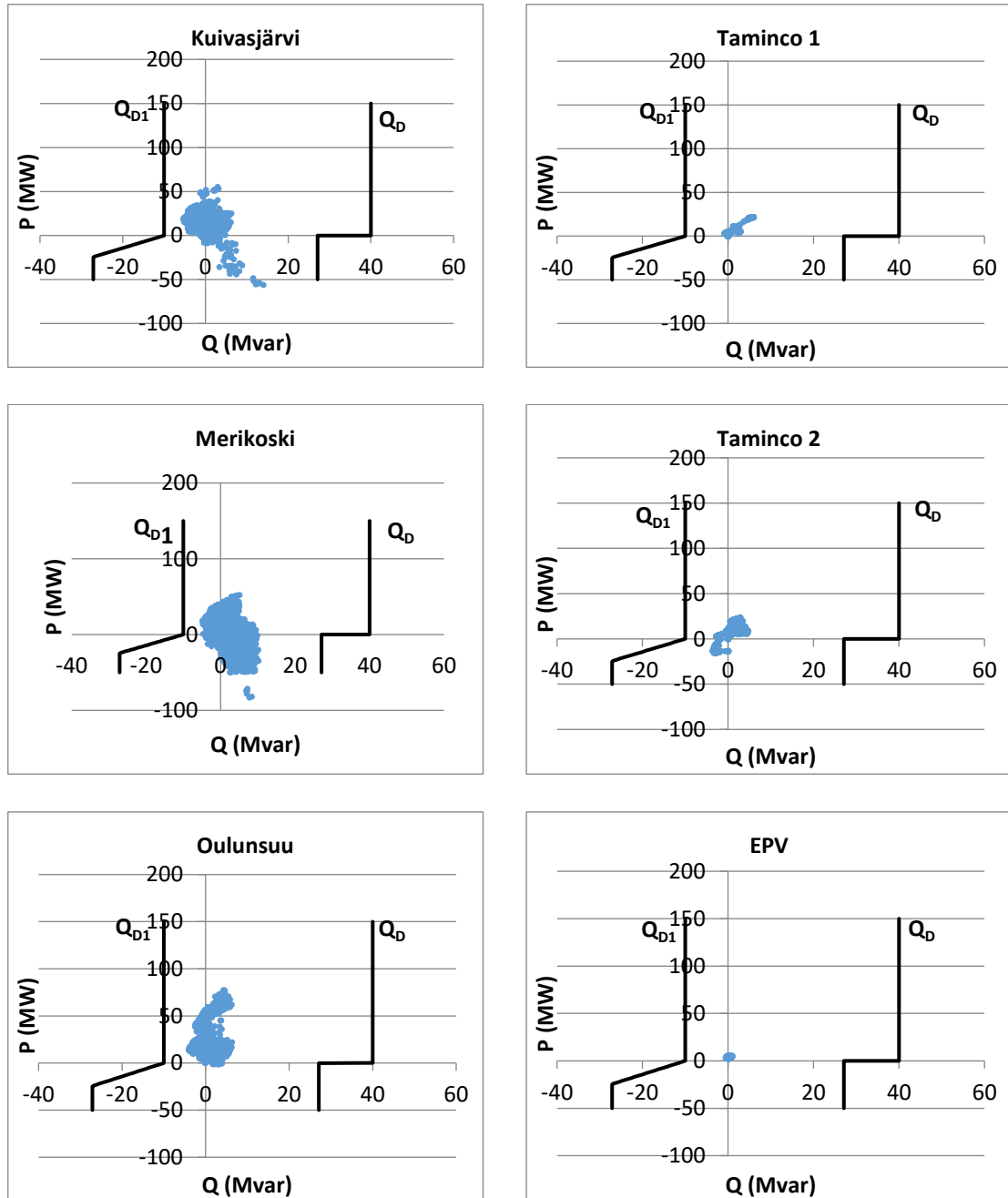


Kuva 19: Leväsuon liittymispisteen loistehoikkuna ajalta 1.1.–30.9.2017

Toisin kuin muissa liittymispisteissä, Leväsuolla siirtyy pätötehoa ajoittain myös kanta-verkon suuntaan. Liittymispisteen loistehokuorma pysyy hyvin siirtorajojen puitteissa. Leväsuon tehoikkuna on suuri, ja Oulun Energian voimaloissa kuluu loistehoa generaattorien magnetoimiseen. Muutama yksittäinen ylitys on tapahtunut antopuolella, mutta niistä ei vielä laskuteta koska ylitysten määrä jää alle viidenkymmenen. Leväsuon liittymispisteellä on loistehomäärien suhteen siis hyvä tilanne.

Valtaosa Leväsuon liittymispisteen tehonsiirrosta on OESJ:n Kanta-Oulun sähköasemien suuntaan. Leväsuon liittymispisteessä on 110 kV:n sähköasema, josta lähtee kuusi neto-

tussopimuksessa mitattavaa johtolähtöä. Kolme kohti OESJ:n keskijänniteverkon Kuivasjärven, Merikosken ja Ouluunsuun sähköasemia, kaksi Taminco Oy:n tehtaalle ja yksi EVP Tuotantoverkot Oy:n johto. Kuvassa 20 on esitetty näiden johtolähtöjen tehopisteet aikaväliltä 1.1.–30.9.2017 verrattuna Leväsuon liittymispisteen tehoikkunaan.



Kuva 20: Leväsuon 110 kV sähköaseman korkeajännitelähtöjen tehopisteet aikaväliltä 1.1.-30.9.2017 verrattuna Leväsuon liittymispisteen tehoikkunaan.

Kuvaajista nähdään, että selkeästi suurin osa Leväsuon 110 kV aseman tehoista kulkee OESJ:n verkkoon. Tulevaisuuden kuormia arvioitaessa voidaan olettaa valtaosan kuor-

mituksesta tulevan edelleen OESJ:n verkosta ja tehdä kompensointitarkastelu tämän ar-
vion pohjalta. Lisäksi Tamincon ja EPV:n johtolähtöjen kuormituksen oletetaan pysyvän
saman suuruisena, sillä meillä ei ole tietoa näiden lähtöjen kuormien kehityksestä.

4.2.3 Verkon viat ja keskeytykset

Pika- ja aikajälleenkytkennöillä korjataan verkon ohimeneviä vikoja, jotka johtuvat usein
väliaikaisesta oikosulusta kahden vaihejohtimen tai vaihejohtimen ja maan välillä. Oiko-
sulku poistuu usein itsestään, jos verkko on hetken aikaa jännitteettömänä. Pikajälleen-
kytkentä (PJK) on keskeytys, joka on kestoltaan jakeluverkossa noin 0,4 sekuntia. Aika-
jälleenkytkennän (AJK) kesto on 30-120 sekuntia. Jos vika ei poistu itsestään aikajälleen-
kytkennällä, vika luokitellaan pysyväksi viaksi, joka täytyy käydä korjaamassa vikapai-
kalla. Verkko otetaan vikapaikkaa lähimmältä muuntaja- tai erotinväliltä jännitteettä-
mäksi vian korjauksen ajaksi, joten asiakkaille tästä seuraa melko pitkä sähköntoimituk-
sen keskeytys. [16]

Taulukossa 14 on OESJ:n keskijänniteverkon pikajälleenkytkentöjä sähköasemittain vuo-
silta 2012–2016 ja tammi - toukokuu väliltä vuodelta 2017.

Taulukko 14: OESJ:n 20 kV sähköasemien lähdöillä tapahtuneet pikajälleenkytkennät
aikavälillä 2012 - heinäkuu 2017

Asema	Vuosi						Yht.
	2017	2016	2015	2014	2013	2012	
Hakomäki (20 kV)	1	6	13	15	24	6	65
Kiiminki (20 kV)	0	8	13	13	15	4	53
Hiukkavaara (20 kV)	0	1	0	0	0	0	1
Kaakkuri (20 kV)	3	12	2	6	7	10	40
Kuivasjärvi (20 kV)	0	0	0	2	1	1	4
Oulunsuu (20 kV)	0	0	0	2	24	11	37
Pateniemi (20 kV)	1	3	5	5	10	9	33
Posa (20 kV)	0	7	5	14	12	9	47
Yläsiirtola (20 kV)	0	0	0	0	1	0	1
Yli-li (20 kV)	27	97	60	41	63	-	288
Yhteensä	32	134	98	98	157	50	569

Taulukossa 15 on OESJ:n jakeluverkon aikajälleenkytkennät samalta ajalta.

Taulukko 15: Aikajälleenkytkennät OESJ:n sähköasemien lähdöillä aikavälillä 2012 - heinäkuu 2017

Asema	Vuosi						Yht.
	2017	2016	2015	2014	2013	2012	
Hakomäki (20 kV)	0	0	3	1	4	1	9
Kiiminki (20 kV)	1	2	8	1	2	2	15
Kaakkuri (20 kV)	1	0	0	1	2	0	4
Kuivasjärvi (20 kV)	0	0	0	1	0	1	2
Oulunsuu (20 kV)	0	0	0	0	0	0	0
Pateniemi (20 kV)	0	0	1	0	3	1	5
Posa (20 kV)	0	1	0	1	6	2	10
Merikoski (10 kV)	0	0	0	1	1	-	2
Toppila (10 kV)	0	0	0	0	0	1	1
Yli-Ii (20 kV)	1	21	12	8	16	-	58
Yhteensä	3	24	24	14	34	8	107

Sekä pikajälleenkytkentöjen, että aikajälleenkytkentöjen kohdalla havaitaan, että Yli-Iissä tapahtuu moninkertaisesti katkoksia muihin asemiin verrattuna. Pika- ja aikajälleenkytkentöihin johtavat viat ovat yleensä seurausta siitä, että erillään olevien ilmajohtojen vaihejohtimien ja maan taikka muun verkon laitteen osaan väliin tulee nopea oikosulku, joka on usein seurausta jokin ulkopuolisen tekijän, kuten puun, oksan tai eläimen kosketuksista johtimiin. Tästä syystä nämä viat ovat moninkertaisesti yleisempiä ilmajohtoilla kuin maakaapeleilla. Yli-Iin verkko on suurilta osin ilmajohtoa, toisin kuin muu OESJ:n verkko, joten OESJ:n PJK ja AJK keskeytysten keskittyminen Yli-Iin alueelle on ymmärrettävää.

Pidempikestoissa vikakeskeytyksissä erot Kanta-Oulun ja Yli-Iin välillä eivät näytä aivan yhtä suurilta, mutta silti johtopituuksiin suhteutettuna Yli-Iin alueella on enemmän vikakeskeytyksiä kuin enemmän kaapeloidussa Kanta-Oulun verkossa. Taulukossa 16 on esitetty OESJ:n keskijänniteverkon vikakeskeytykset. Taulukossa on eritelty keskeytysten määrä kolmelle eri verkkoalueelle: Oulun keskustan alueen 10 kV verkko, Kanta-Oulun ja Kiimingin alueiden 20 kV verkko ja Yli-Iin verkkoalue.

Taulukko 16: OESJ:n jakeluverkon vikakeskeytysten määrä vuosina 2012 – 2016.

		2016	2015	2014	2013	2012
KJ –verkon vikakeskeytys						
	10 kV	3	2	0	2	7
	20 kV	23	18	19	34	14
	Yli-li	8	11	10	25	-
KJ –verkon asiakkaasta johtuva vikakeskeytys						
	10 kV	0	0	0	1	0
	20 kV	0	1	1	0	0
	Yli-li	0	0	0	0	-
Muu hetkellinen vika, ei keskeytystä						
	10 kV	0	0	0	0	0
	20 kV	0	0	0	0	1
	Yli-li	0	0	0	0	-
Asiakkaan KJ –verkon vika						
	10 - 20 kV	1	1	0	0	2
	Yli-li	0	0	0	0	-
Vieraan syöttävän verkon aiheuttama vika						
	20 kV	2	1	0	0	1
	Yli-li	2	2	4	16	-

Vieraan syöttävän verkon vika on OESJ:n jakeluverkkoalueen ulkopuolella tapahtuva vika, joka aiheuttaa keskeytyksen tai häiriön OESJ:n verkon puolelle.

Kun katsotaan verkkopituuksien jakautumista eri alueille, Yli-Iin osuus keskeytyksistä nousee erittäin merkittävästi esille. Yli-Iissä on keskijänniteverkkoa 158 km, mikä on 15,5 % koko OESJ:n keskijänniteverkosta ja Ilmajohtoa Yli-Iissä taas on 126 km, mikä on 37,9 % koko OESJ:n keskijänniteilmajohdoista. Se, että merkittävä enemmistö etenkin lyhytkestoisista PJK ja AJK keskeytyksistä keskittyy Yli-Iihin, kuvastaa hyvin Yli-Iin verkon erilaisuutta muuhun OESJ:n verkkoon nähden. Yli-Ii on pääosin haja-asutusaluetta, jonka verkko on suurelta osalta avojohtoa ja alue on paljon metsäisempää kuin Kanta-Oulun ja Kiimingin taajamaa-alueet. Tämä on suuri syy sille, miksi Yli-Iissä on suurin osuus OESJ:n verkon lyhyistä keskeytyksistä ja suhteellisesti suuri osa pitkäkestoisista vikakeskeytyksistä.

Ilmajohto on maakaapelia alttiimpi vioille, ja moni tyypillinen sähköverkon vika on mahdollinen vain ilmajohdoille. Taulukossa 17 on kirjattu pysyviin keskeytyksiin johtaneet viat OESJ:n keskijänniteverkossa tyypeittäin vuosilta 2013–2016.

Taulukko 17: Pysyvien vikojen jakautuminen vikatyypeittäin.

Vikatyyppe	2013	2014	2015	2016	Yhteensä
Rakennevika	11	11	5	13	40
Lumi ja jää	29	2	12	0	43
Eläimet	6	9	2	5	22
Maan kaivaminen	4	3	1	3	11
Ulkopuolinen muu	3	2	1	2	8
Tuuli ja myrsky	5	3	9	2	19
Ukkonen	2	0	1	7	10
Muu sää	1	0	0	1	2
Tuntematon	1	0	1	0	2
Ilkivalta	1	0	0	0	1
Syöttävän verkon vika	17	4	3	2	26

Rakenneviassa on kyse verkon komponentin satunnaisesta rikkoutumisesta, joten se voi tapahtua missä päin verkkoa tahansa. Maan kaivaminen ja kaapelin vaurioittaminen taas on yksinomaan maakaapeleille mahdollinen vika. Lumi ja jää, tuuli ja myrsky, ukkonen sekä muut sääilmiöt ovat sellaisia vikasyitä jotka tapahtuvat yksinomaan ilmajohtoverkossa. Myös eläinten aiheuttamat viat tapahtuvat pääasiassa ilmajohtoverkossa, kun eläimet pääsevät kosketuksiin johdon ja jakelulaitteiston jännitteellisten osien kanssa. Tosin on joitain tapauksia, joissa eläin on päässyt sisään puistomuuntamoon tai jakokaappiin, aiheuttaen vian maakaapeliverkon alueelle. Vuosina 2013–2016 OESJ:n jakeluverkossa tapahtuneista 184:sta pysyvästä viasta 74, eli 40 %, oli sääilmiöihin ja ilmastoon liittyviä ja siis pääasiassa ilmajohdoilla tapahtuneita vikoja

4.2.4 Verkon maasulkuvirrat

Taulukossa 18 on kuvattu OESJ:n jakeluverkon sähköasemien päämuuntajakohtaiset laskennalliset maasulkuvirrat yksittäisen maasulun tapahtuessa. Laskentaan on käytetty Trimble NIS verkkotietojärjestelmää. Taulukossa on ilmoitettu päämuuntajan suurin

mahdollinen maasulkuvirta, joka on seurausta muuntajien syöttämien johtojen kokonaispituuksista. Laskenta on suoritettu jakeluverkon normaalikytkentätilanteessa.

Taulukko 18: OESJ:n keskijänniteverkon laskennalliset maasulkuvirrat. Laskenta suoritettu heinäkuussa 2017.

Sähköasema		Nimellis- teho [MVA]	Johtopituus [km] Maak./II- maj.	Maasulkuvirta [A] $R_f = 0 \Omega$	Maasulkuvirta [A] $R_f = 500 \Omega$
20 kV					
Hakomäki	PM1	16	46,4 / 41,4	148,3	23,9
Kiiminki	PM1	16	24,4 / 53,7	81,7	23,2
Hiukkavaara	PM1	25	57,2 / 8,4	177,9	24,0
Kaakkuri	PM1	25	47,8 / 0,35	151,1	23,9
	PM2	25	29,3 / 24,4	96,3	23,5
Kuivasjärvi	PM1	25	30,4 / 16,7	101,2	23,6
	PM2	25	18,5 / 0,8	57,9	22,4
Oulunsuu	PM1	25	23,1 / 0	84,7	23,3
	PM2	25	22,5 / 0	78,5	23,2
	PM3	10	2,6 / 0	14,5	12,4
Pateniemi	PM1	25	34,8 / 5,9	112,6	23,7
	PM2	25	23,2 / 6,8	86,0	23,3
Posa	PM1	25	49,0 / 42	157,3	24,0
	PM2	25	41,0 / 0	132,5	23,9
Yläsiirtola	PM1	25	41,7 / 0	144,2	23,9
Yli-li	PM1	50	31,6 / 125,5	80,6	22,7
10 kV					
Limingantulli	PM1	25	26,99 / 1,75	67,7	11,9
	PM2	16	11,2 / 0	30,9	11,3
Merikoski	PM4	25	24,3 / 0	80,3	12,0
	PM5	25	26,3 / 0,1	65,4	11,9
Toppila	PM1	25	22,8 / 6,9	50,7	11,8
Vanhatulli	PM1	25	13,7 / 0	39,8	11,6
	PM2	25	16,3 / 0	47,5	11,7

Edellä luvussa 3 kaavojen (34) ja (33) kohdalla todettiin, että suuremmista maakapasitansseista johtuen maakaapeleilla on paljon suuremmat maasulkuvirrat kuin ilmajohdoilla. OESJ:n jakeluverkon kaapeloinnin määrä taas on kasvanut kohtuullisen tasaisesti viimevuosina, kuten taulukosta 7 nähdään.

Taulukossa 19 on kuvattu OESJ:n jakeluverkon suorien maasulkujen (maasulkuresistanssi $R_f = 0 \Omega$) maasulkuvirtojen kehitys vuosina 2011, 2015 ja 2017.

Taulukko 19: OESJ:n keskijännitejakeluverkon suorien maasulkuvirtojen kehitys vuosina 2011, 2015 ja 2017. [11; 22]

Sähköasema		Nimellis- teho [MVA]	Maasulkuvirta	Maasulkuvirta	Maasulkuvirta
			[A] R _f = 0 Ω 2011	[A] R _f = 0 Ω 2015	[A] R _f = 0 Ω 2017
20 kV					
Hakomäki	PM1	16	46,8	144,4	148,3
Kiiminki	PM1	16	112,0	65,3	81,7
Hiukkavaara	PM1	25	-	181,6	177,9
Kaakkuri	PM1	25	102,9	131,0	151,1
	PM2	25	73,0	85,8	96,3
Kuivasjärvi	PM1	25	138,8	97,8	101,2
	PM2	25	-	57,1	57,9
Oulunsuu	PM1	25	140,5	79,5	84,7
	PM2	25	127,0	93,6	78,5
	PM3	10	14,0	14,5	14,5
Pateniemi	PM1	25	73,2	86,7	112,6
	PM2	25	85,6	76,0	86,0
Posa	PM1	25	126,8	111,0	157,3
	PM2	25	91,3	107,2	132,5
Yläsiirtola	PM1	25	86,4	144,1	144,2
Yli-li	PM1	50	-	28,1	80,6
10 kV					
Limingantulli	PM1	25	65,1	67,0	67,7
	PM2	16	28,0	30,8	30,9
Merikoski	PM4	25	84,0	79,3	80,3
	PM5	25	88,5	70,8	65,4
Toppila	PM1	25	55,2	49,9	50,7
Vanhatulli	PM1	25	31,0	35,4	39,8
	PM2	25	49,4	51,1	47,5

Keskijänniteverkon jakorajat muuttuvat ajoittain kytkentätilanteesta riippuen, ja myös uusien sähköasemien käyttöönotto vaikuttaa luonnollisesti merkittävästi verkon jakorajoihin. Maasulkuvirtalaskennat on suoritettu kulloinkin voimassa olleen kytkentätilanteen mukaan. Hiukkavaaran sähköasema on valmistuessaan ottanut kuormaa ja johtopituuksia pois Oulunsuun, Kaakkurin ja Posan sähköasemilta. Jakorajojen muuttuminen vaikuttaa

päämuuntajien syöttämien lähtöjen johtopituuksiin, ja siten niiden maasulkuvirtojen suuruuteen. Jakorajojen muutoksista johtuvista eroista huolimatta OESJ:n keskijänniteverkossa maasulkuvirrat ovat havaittavassa kasvussa. Tämä on suoraa seurausta muuntajien syöttämien johtopituuksien ja etenkin maakaapelipituuksien kasvusta. Taulukossa 20 on esitetty OESJ:n keskijänniteverkon johtopituuksien kehittyminen päämuuntajittain vuosina 2011, 2015 ja 2017. Voidaan havaita, että kasvavat johtopituudet ja etenkin maakaapelipituudet täsmäävät taulukon 19 maasulkuvirtojen kasvun kanssa.

Taulukko 20: OESJ:n päämuuntajien syöttämien johtopituuksien kehitys vuosina 2011, 2015 ja 2017. [11; 22]

Sähköasema		Nimellis-teho [MVA]	Johtopituus [km] Maak./Ilmaj. 2011	Johtopituus [km] Maak./Ilmaj. 2015	Johtopituus [km] Maak./Ilmaj. 2017
20 kV					
Hakomäki	PM1	16	11,6 / 26	44,6 / 52,4	46,4 / 41,4
Kiiminki	PM1	16	29,1 / 91,3	18,7 / 48,7	24,4 / 53,7
Hiukkavaara	PM1	25	-	57,8 / 41,3	57,2 / 8,4
Kaakkuri	PM1	25	32,1 / 2,2	41,3 / 1,7	47,8 / 0,35
	PM2	25	22,3 / 32,8	26,9 / 28,6	29,3 / 24,4
Kuivasjärvi	PM1	25	41,7 / 19,9	28,9 / 15,4	30,4 / 16,7
	PM2	25		18,3 / 0,8	18,5 / 0,8
Oulunsuu	PM1	25	40,3 / 37,6	22,8 / 2,6	23,1 / 0
	PM2	25	35 / 4,4	26,5 / 1,1	22,5 / 0
	PM3	10	3,1 / 0	2,6 / 0	2,6 / 0
Pateniemi	PM1	25	21,2 / 16,7	25,8 / 12,8	34,8 / 5,9
	PM2	25	23,7 / 11,8	18,5 / 11,5	23,2 / 6,8
Posa	PM1	25	36,1 / 55,3	34,3 / 8,0	49,0 / 42
	PM2	25	28,0 / 9,3	32,8 / 9,7	41,0 / 0
Yläsiirtola	PM1	25	23,7 / 8,2	41,4 / 0	41,7 / 0
Yli-li	PM1	50	-	6,3 / 146,3	31,6 / 125,5
10 kV					
Limingantulli	PM1	25	26,8 / 0,8	27,0 / 0,8	26,99 / 1,75
	PM2	16	9,4 / 0	11,2 / 0	11,2 / 0
Merikoski	PM4	25	25,2 / 0	23,9 / 0	24,3 / 0
	PM5	25	27,6 / 0,8	26,6 / 0,1	26,3 / 0,1
Toppila	PM1	25	29,2 / 4,7	22,2 / 2,0	22,8 / 6,9
Vanhatulli	PM1	25	10,6 / 0	11,8 / 0	13,7 / 0
	PM2	25	17,9 / 0	17,9 / 0	16,3 / 0

Maakaapeleiden vaikutus maasulkuvirtoihin voidaan havaita erittäin hyvin katsomalla Hakomäen päämuuntaja 1:n tuloksia vuosilta 2015 ja 2017. Kokonaisjohtopituus on laskentojen välillä itse asiassa hiukan pudonnut, 97 kilometristä 87,8 kilometriin. Ilmajohdon määrä on vähentynyt 11 km, mutta kaapelin määrä taas kasvanut 1,8 km. Suoran, vikavastuksettoman maasulkuvirran määrä taas on kasvanut 144,4 ampeerista 148,3 ampeeriin. Pienelläkin kaapelimäärällä voi siis olla suuri vaikutus maasulkuvirran suuruuteen.

4.3 Jakeluverkon tuleva kehitys verkostostrategian 2035 mukaan

Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy on luonut jakeluverkolle kehityssuunnitelman, joka tällä hetkellä ulottuu vuoteen 2035. Suunnitelman kuormitusennusteet perustuvat Oulun kaupungin maankäyttösuunnitelmiin, kasvuennusteisiin ja vuoden 2030 yleiskaavaan. Yleiskaavaan ja maankäyttösuunnitelmiin perustuen on tehty verkostosuunnitelma uusille kasvualueille, joskin suunnitelmat ovat vielä vain suuntaa antavia. OESJ:n vuoden 2035 verkkosuunnitelmassa myös oletetaan, että valtaosa ennen vuotta 2001 asennetuista ilmajohdoista korvataan maakaapeleilla. Vanhenevat pylväävät pitäisi joka tapauksessa uusia, ja maakaapeleilla saavutetaan parempi sähkön toimitusvarmuus kuin ilmajohdoilla. Uusia sähköasemia rakennetaan kaksi: Herukan sähköasema vuonna 2029 ja Jäälän sähköasema vuonna 2025. Hiukkavaaran kantaverkon liittymispiste tulisi poistumaan käytöstä vuonna 2021.

OESJ:n vuoden 2035 verkostosuunnitelma on päivitetty ja korjattu tätä diplomityötä varten. Verkostosuunnitelmiin on tehty aluekohtaisia tarkennuksia, eikä vuonna 2015 tehty Trimble NIS verkostosuunnitelma ollut enää yhteensopiva vuoden 2017 ajantasaisen verkostodigitoinnin kanssa. Keskijänniteverkon johtojen määrät ovat vuoden 2035 suunnitelmassa seuraavat:

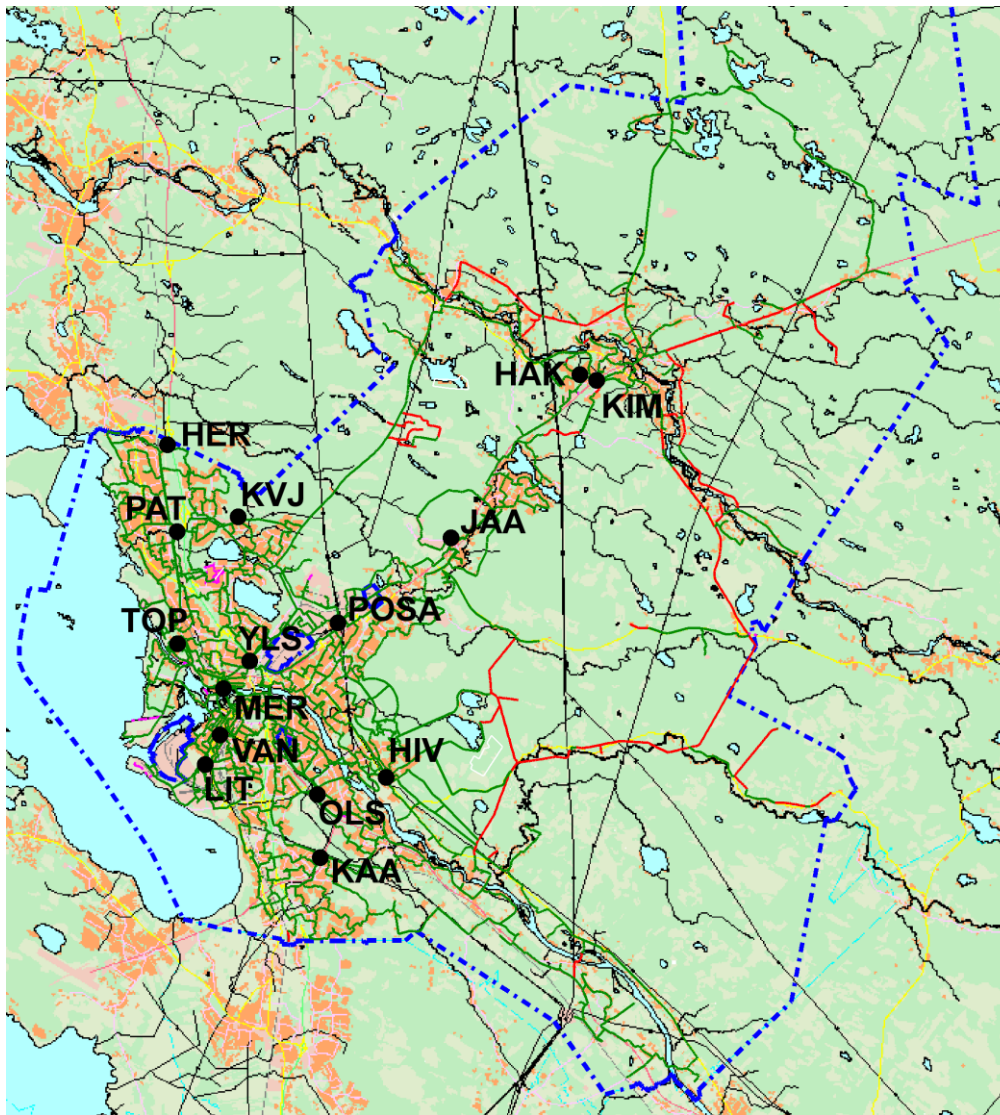
Taulukko 21: OESJ:n keskijännitejakeluverkon johtopituudet vuoden 2035 verkkosuunnitelmassa.

Verkon yhteispituus:	1075 km
Maakaapeli:	913 km
Avojohto:	83 km
PAS –johto:	71 km
OESJ:n asiakkaan omistama KJ-johto:	8 km

Kun näitä lukuja verrataan taulukossa 6 esitettyihin arvoihin, havaitaan että verkon kokonaislisäys olisi maltillinen 57 km. Ilmajohdtoa vaihdetaan kuitenkin paljon maakaapeliksi ja maakaapelin lisäys olisi 227 km. Vastaavasti avojohdon määrä tulisi vähenemään 151 km ja PAS –johdon 27 km. Verkon kaapelioimisaste nousee 67 %:sta 85 %:iin.

4.3.1 Kanta-Oulun ja Kiimingin verkko

Kuvassa 21 on esitetty Kanta-Oulun ja Kiimingin alueiden keskijännitejakeluverkot ja sähköasemien sijainnit verkostostrategia 2035 mukaisesti. Uutta verkkoa rakentuu pääasiassa Hiukkavaaran alueelle ja Herukkaan sekä Jääliin rakennetaan uudet sähköasemat. Vanhoja ilmajohtoja uusitaan ja korvataan maakaapeilla siten, että Kanta-Oulun ja Kiimingin alueilla kaikki ennen vuotta 2001 asennetut ilmajohdot olisi korvattu maakaapelilla. Toimenpiteessä on kyse ikääntyvän verkon uusintainvestoinneista ja verkon säävarmuuden parantamisesta.



Kuva 21: Kanta-Oulun ja Kiimingin keskijännitejakeluverkko vuoden 2035 verkostostrategian mukaan. Maakaapeli on piirretty vihreällä ja ilmajohto punaisella.

Kanta-Oulun ja Kiimingin kaapeloimisaste on vuonna 2017 76 %. Maakaapelia on 633 km ja ilmajohtoa 203 km. Vuoden 2035 suunnitelmassa maakaapelin määrä on uusien

kaapeleiden lisärakentamisen ja ilmajohton korvaamisen seurauksena kasvanut 824 kilometriin ja ilmajohtoa on jäljellä enää 75 km. Kanta-Oulun ja Kiimingin keskijänniteverkkojen kaapeloimisaste tulee olemaan 92 %.

4.3.2 Yli-lin verkko

Kuvassa 22 on esitetty Yli-lin keskijännitejakeluverkko vuoden 2035 verkostostrategian verkkosuunnitelmassa. Yli-lin verkon suunnittelua ohjaa sähkömarkkinalain vaatimukset jakelukeskeytysten maksimijaoista, jotka ovat 6 tuntia taajamassa ja 36 tuntia haja-asutusalueella [1]. Siten verkostosuunnitelmassa on keskitytty verkon säävarmuuden parantamiseen ensisijaisesti korvaamalla johtolähtöjen alkupäästä ilmajohtoa maakaapelilla, jolloin keskimääräiset keskeytysajat tulisivat olemaan sallittujen raja-arvojen sisällä. Kaiken kaikkiaan Yli-lissä tultaisiin korvaamaan 47 km ilmajohtoa maakaapelilla ja investointien ansiosta Yli-lin kaapeloimisaste tulisi nousemaan 20 %:sta 50 %:iin.



Kuva 22: Yli-lin keskijännitejakeluverkko vuoden 2035 verkostostrategian mukaan. Maakaapeli on piirretty vihreällä ja ilmajohto punaisella.

Maakaapelin lisääminen kuitenkin nostaa suuresti verkon maasulkuvirtoja ja loistehon tuottoja. Taulukossa 22 on listattu lasketut verkon maasulkuvirrat vuoden 2035 verkkosuunnitelmalle.

Taulukko 22: OESJ:n keskijänniteverkon laskennalliset maasulkuvirrat vuoden 2035 verkkosuunnitelmassa.

Sähkösäema		Nimellis- teho [MVA]	Johtopituus [km] Maak./Ilmaj.	Maasulkuvirta [A] $R_f = 0 \Omega$	Maasulkuvirta [A] $R_f = 500 \Omega$
20 kV					
Hakomäki	PM1	16	63,5 / 24,8	199,5	24,1
Kiiminki	PM1	16	53,8 / 19,7	165,5	24,0
Herukka	PM1	25	21,3 / 0	67,1	22,8
Hiukkavaara	PM1	25	72,3 / 4,7	223,7	24,1
	PM2	16	11,6 / 0	40,3	20,8
Jääli	PM1	25	37,3 / 19,6	116,1	23,7
Kaakkuri	PM1	25	47,7 / 0,3	151,1	23,9
	PM2	25	62,0 / 0,2	193,8	24,1
Kuivasjärvi	PM1	25	43,1 / 5,1	139,1	23,9
	PM2	25	14,8 / 0	46,0	21,5
Oulunsuu	PM1	25	17,1 / 0	65,8	22,8
	PM2	25	17,9 / 0	60,0	22,5
	PM3	10	6,3 / 0	22,1	16,3
Pateniemi	PM1	25	35,1 / 0	116,4	23,7
	PM2	25	31,4 / 0	111,2	23,7
Posa	PM1	25	55,4 / 0	181,1	24,0
	PM2	25	41,0 / 0	132,5	23,9
Yläsiirtola	PM1	25	47,1 / 0	160,9	24,0
Yli-li	PM1	50	79,8 / 78,6	204,5	23,5
10 kV					
Limingantulli	PM1	25	26,5 / 0	65,3	11,9
	PM2	16	12,9 / 0	35,6	11,5
Merikoski	PM4	25	24,3 / 0	80,3	12,0
	PM5	25	53,4 / 0,2	123,5	12,1
Toppila	PM1	25	26,1 / 0	56,1	11,9
Vanhatulli	PM1	25	13,2 / 0	38,1	11,6
	PM2	25	13,1 / 0	40,4	11,6

Maakaapelin lisäys tulee myös kasvattamaan verkon loistehon tuotantoa. Asennettavasta 227 kilometristä maakaapelia valtaosa on AHXAMK-W 3x185 kaapelia, jota tulee noin 200 km. Loput on pääasiassa AHXAMK-W 3x95 kaapelia joka tulee Yli-Iin alueelle. Maakaapelit tuottavat huomattavasti enemmän loistehoa kuin ilmajohdot ja tämä kaapeli tuottama loisteho joudutaan kompensoimaan. Tarkemmin verkon loistehon tuotannon jakautumisesta eri jakoalueille ja liittymispisteille nykytilassa ja vuoden 2035 verkkosuunnitelman mukaisessa verkossa tutkitaan seuraavassa luvussa.

5. LOISTEHON KOMPENSOINTI KANTA-OULUN JA KIIMINGIN JAKELUVERKOSSA

Tällä hetkellä OESJ:n jakeluverkossa on käytössä vain kaksi 1 MVar kompensointikuristinta, joista toinen on Hiukkavaaran sähköasemalla ja toinen Hakomäen sähköasemalla. Kuten kuvat 15 ja 18 osoittavat, eivät nämä kompensointikuristimet kuitenkaan ole riittävät loistehon kompensointiin liittymispisteiden loistehoikkunoiden sisälle. Sähköasemille on siis lisättävä kompensointia, ja se pitää mitoittaa riittävän suureksi, jotta se kattaa myös verkon tulevaisuuden kasvun.

Kompensointikuristimet ovat kalliita komponentteja. Energiaviraston sähköverkkoliiketoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmissään listaama investointihinta 20 kV keskijänniteverkon kompensointikuristimille on 61 400 € 1 Mvar kuristimelle, 79 000 € 2 Mvar kuristimelle ja 101 300 € 3 Mvar tai suuremmalle kuristimelle. Hinnat perustuvat kaikille sähköverkonhaltijoille osoitettuun kyselyyn, jossa tiedusteltiin toteutuneita investointikustannuksia ja ilmoitetut hinnat ovat keskihajonnalla korjattuja ja investointimäärällä painotettuja keskiarvoja kyselyn tuloksista. Ilmoitetut hinnat ovat siis hyvä arvio investointikustannusten määrästä. Jakeluverkon komponenteilla on hyvin pitkät pitoajat. 20 kV kompensointikondensaattoreilla ja rinnakkaiskuristimilla pitoaika on 40–50 vuotta. [8] Kuristimien investointikustannus voidaan siten jakaa pitkälle aikavälille. Kompensointiratkaisut kannattaa siis mitoittaa sellaisiksi, että ne voivat olla käytössä koko tuon pitkän pitoajan. Mitoitukseen käytetään siis pisimmälle ulottuvaa ennustetta verkon kehityksestä, joka tällä hetkellä on Verkostostrategia 2035. Leväsuon ja Nurmijärven liittymispisteiden kompensoimistarpeen arviot tehdään tämän suunnitelman pohjalta. Hiukkavaaran liittymispiste poistuu käytöstä vuonna 2021 ja se tarkastellaan erikseen. Investointikustannusten jakamista ja laskemista usealle vuodelle käydään lyhyesti läpi seuraavaksi.

5.1 Investointikustannusten laskenta

Kompensointilaitteiden hankkimisen kannattavuuden arviointi helpottuu, kun niiden investointikustannuksia voidaan tarkastella pitkällä aikavälillä ja kokonaisinvestointia pienemmissä erissä. Tällöin investointikustannuksen vuosieriä voidaan verrata investoinnilla vuoden aikana saavutettaviin säästöihin. Lisäksi voidaan arvioida investoinnin takaisinmaksuajan pituutta.

5.1.1 Kustannuksen annuiteetti

Investointikustannus voidaan jakaa vuosikustannuksiksi sen pitoajalle annuiteettikertomella [13], joka lasketaan seuraavalla kaavalla:

$$\varepsilon = \frac{\frac{p}{100}}{1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^t}} \quad (41)$$

jossa

ε = annuiteettikerroin

p = korko

t = investoinnin tarkasteluaika vuosina

Kuristimien pitoaika on ainakin 40 vuotta. Investointien korkokanta on myös tällä hetkellä matala, noin 4%. Tällä pitoajalla ja korkokannalla investoinnin annuiteettikertomiksi saadaan 0,05052.

5.1.2 Häviökustannukset

Kompensointilaitteiden vuosikustannuksiin vaikuttaa myös niiden käytöstä aiheutuvat häviöt ja siitä seuraavat häviökustannukset. Kompensointilaitteen vuosittaiset häviökustannukset voidaan laskea seuraavasti:

$$K_{h1} = \left(P_k \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 + P_0 \right) tH \quad (42)$$

jossa

K_{h1} = yhden vuoden häviökustannuserä

P_k = kuormitushäviöt

S = laitteen todellinen teho

S_n = laitteen nimellisteho

P_0 = laitteen tyhjäkäyntihäviöt

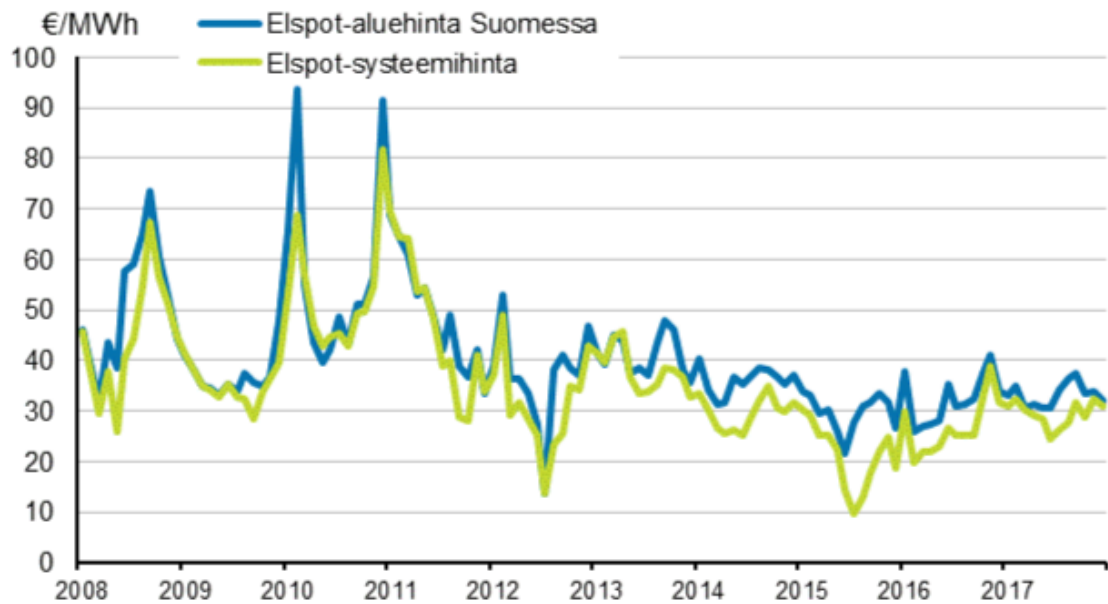
t = huipunkäyttöaika, joka on 8760 h vuodessa

H = häviöenergian hinta

[13]

Kompensointireaktori käy kytkettynä aina nimellistehollaan. Tyhjäkäyntihäviöitä ei siis useinkaan ilmoiteta kompensointireaktoreille, vaan kaikkien häviöiden voidaan olettaa olevan kuormitushäviöitä. Kompensointireaktoriin kuormitushäviöiden P_k suuruus riippuu reaktorin valmistajasta ja reaktorille asetetuista vaatimuksista. Hyvän reaktorin häviöiden suuruudeksi voidaan olettaa 0,5 % nimellistehosta. Nord Pool Spot -sähköpörssin Elspot-aluehinta Suomessa on pysynyt viime vuosina 40 €/MWh tuntumassa, tai sen alapuolella. Kuvassa 23 on Nord Pool Spot -sähköpörssin kuukausikeskiarvot viimeiseltä

kymmeneltä vuodelta. Häviökustannusten laskemiseen käytetään tässä työssä häviöenergian hintana H arvoa 40 €/MWh. [4]



Kuva 23: Nord Pool Spot sähköpörssin kuukausikeskiarvot

5.1.3 Takaisinmaksuaika

Investointien kannattavuutta voidaan arvioida myös tarkastelemalla investoinnin takaisinmaksuaikaa. Takaisinmaksuaika kuvaa ajanjaksoa, jossa investoinnista seuraavat tuotot taikka säästöt ovat tuottaneet investointisumman verran tulosta. Investoinnin tarkka takaisinmaksuaika voidaan laskea seuraavalla yhtälöllä:

$$t = \frac{-\ln\left(\frac{1}{i} - \frac{H}{S}\right) - \ln(i)}{\ln(1 + i)} \quad (43)$$

jossa

t = takaisinmaksuaika vuosina

i = korkokanta $\frac{p}{100}$

H = investoinnin hinta

S = investoinnilla saatava vuotuinen tuotto taikka säästö

Tulevaisuuden loistehomaksujen suuruutta on vaikeaa arvioida tarkasti, mutta käyttämällä viimeisimpiä mittaustietoja vuosilta 2016 ja 2017 ja soveltamalla niihin ennusteita sähkönkulutuksen ja johtojen loistehon tuoton kasvusta voidaan muodostaa suuntaa antavat ennusteet tulevaisuuden loistehon määrästä sähköasemilla sekä liittymispisteiden tehoikkunoiden rajoista. Näiden pohjalta voidaan muodostaa arvio muodostuvien loistehomaksujen suuruudesta.

Ellei toisin mainita, on seuraavissa kappaleissa lasketut takaisinmaksuajat pyöristetty ylöspäin seuraavaan täyteen vuoteen.

5.2 Hiukkavaaran liittymispiste vuoteen 2021 asti

Hiukkavaaran liittymispiste on poistumassa käytöstä vuonna 2021. Liittymispisteen loistehon kehitys ja loistehomaksut tähän vuoteen asti kannattaa ottaa silti huomioon. Johtojen tyhjäkäyntiloisteho Hiukkavaaran sähköaseman syöttämällä alueella kasvaa vuoteen 2021 mennessä 185 kvar. Vuoden 2017 laskennallinen tyhjäkäyntiloisteho on 2,721 Mvar ja vuoden 2021 2,906 Mvar.

Hiukkavaaran loistehoylitykset käyvät kalliiksi, ellei niille tehdä jotain. Aikaisemmin luvussa 4.2.2 tuotiin esille huhtikuun 2017 loistehomaksut. Loistehon määrä kasvaa yleensä lämpiminä kuukausina. Syynä on verkon pienempi kuormitus, kun lämmityskulutus pienenee. Pienempi kulutus tarkoittaa pienempää kulutusvirtaa, jonka seurauksena verkon induktiivinen loisteho pienenee. Taulukossa 23 on esitetty Hiukkavaaran liittymispisteen vuoden 2017 loistehomaksut syyskuuhun asti.

Taulukko 23: *Hiukkavaaran liittymispisteen vuoden 2017 loistehomaksut*

Kuukausi	Laskun suuruus
Tammikuu	0 €
Helmikuu	46,96 €
Maaliskuu	318,42 €
Huhtikuu	559,23 €
Toukokuu	1234,32 €
Kesäkuu	1449,87 €
Heinäkuu	1913,15 €
Elokuu	1772,72 €
Syyskuu	3010,02 €
Yhteensä:	10 304,69 €

Syyskuun suuri harppaus johtuu Oulun yliopistollisen sairaalan syöttöjohdon käyttöön-otosta, ja siitä seuranneesta loistehon noususta. Koska tätä työtä varten käytössä on mitaustiedot syyskuun 2017 loppuun asti, on loka - joulukuun laskujen suuruutta hankala tarkkaan arvioida tämän tiedon pohjalta. Vuoden 2016 loistehomittauksia ei taas voi käyttää vertailukohtana, koska Hiukkavaaran tilanne on muuttunut suuresti asennetun kuristimen ja uuden johtolähdön vuoksi. Voitaneen kuitenkin olettaa, että vuoden loppusummaan tulisi vielä ainakin 2000–3000 € lisää. Kokonaisuutena vuosimenot loistehomaksuihin ovat jo suuret, ja maksut tulevat tulevana vuosina kasvamaan loistehon lisääntymisen ja tehomaksujen portaittaisen nousun myötä.

Loistehon kompensoinnin lisääminen Hiukkavaaraan jo seuraavan neljän vuoden ajaksi olisi järkevää, sillä kompensoimalla Hiukkavaaran loistehoylitykset, on jo liittymispisteellä jäljellä olevien neljän vuoden aikana saavutettavissa merkittävät säästöt. Sairaalan uuden syöttökaapelin käyttöönotto on lisännyt Hiukkavaaran aseman syöttöalueen loistehontuottoa huomattavasti. Kompensoinnin lisäämiseksi Hiukkavaaran asemalle kannattaa hankkia uusi, tehoiltaan suurempi kuristin ja korvata olemassa oleva kuristin sillä. Hiukkavaaran nykyinen kuristin voidaan taas siirtää Kiimingin tai Hakomäen sähköasemalle auttamaan Nurmijärven liittymispisteen loistehojen kompensoinnissa.

Hiukkavaaran alueella ei ole merkittäviä teollisuuskuormia tai voimaloita jotka tarvitsisivat loistehoa, joten kaikki verkon tuottama ylimääräinen loisteho pitää kompensoida sähköasemalla. Tyhjäkäyntiloistehon tuotto aseman syöttöalueella on lähes 3 Mvar. Asemalle voidaan 3 Mvar säädettävä kompensointikuristin jolloin liittymispisteen loisteho saadaan kompensoitua kokonaan. Säädettävän kuristimen etu staattiseen verrattuna on, että kompensoinnin taso saadaan pidettyä oikeana eikä päädytä ylikompensointiin varsinkaan alussa, kun syöttöalueen loistehon tuotto ei ole vielä 3 Mvar tasolla.

Koska uuden kompensointikuristimen pitoaika on huomattavasti pidempi kuin Hiukkavaaran liittymispisteen jäljellä oleva käyttöikä, ei kuristimen investointikustannuksia kannata tarkastella pelkästään Hiukkavaaran liittymispisteen aikana saatavien loistehomaksumäästöjen pohjalta. Koska kuristinta tullaan käyttämään Leväsuon liittymispisteen kuormituksen kompensoimiseen Hiukkavaaran sähköaseman siirryttyä Leväsuon liittymispisteen syöttämäksi, tulee Leväsuon liittymispisteen loistehokuormitus vuoden 2021 jälkeen ottaa huomioon tämän kuristimen investoinnin kannattavuutta arvioitaessa.

5.3 Leväsuon liittymispiste

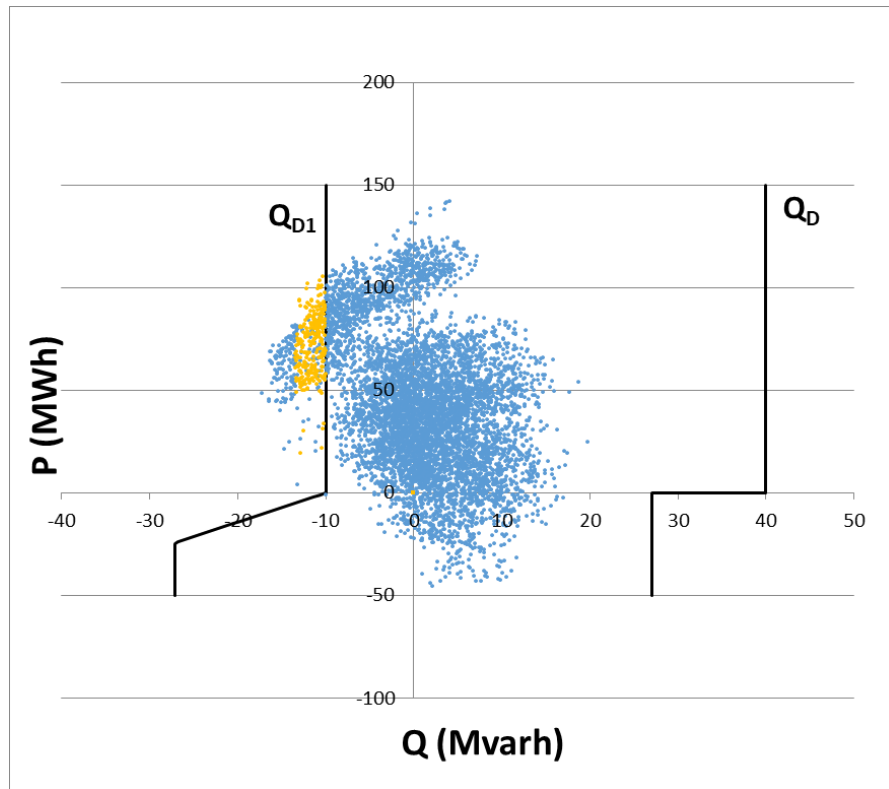
Leväsuon liittymispisteellä ei ole tällä hetkellä merkittäviä loistehon ylityksiä. Tulevaisuudessa liittymispisteen kuormitustilanteeseen tulee kuitenkin muutama olennainen muutos:

- Oulun keskustan alueella korvataan vanhoja ilmajohtoja maakaapeleilla ja korvataan nykyisiä 185 mm² maakaapeleita paksummilla 240 ja 300 mm² maakaapeleilla. Näistä seuraa jakeluverkon kapasitanssin ja kapasitiivisen loistehon määrän kasvu.
- Hiukkavaaran liittymispiste poistuu käytöstä vuonna 2021. Tämän seurauksena liittymispisteen kuormitus ja loistehokuorma siirtyvät Leväsuon liittymispisteen kuormaksi. Hiukkavaaran syöttöalueen tyhjäkäyntiloisteho on vuonna 2021 laskennalliselta suuruudeltaan ennen kompensointia 2,9 Mvar tyhjäkäyntiloistehoa. Vuoteen 2035 mennessä Hiukkavaaran alueen tyhjäkäyntiloisteho kasvaa verkon muutoksien, eli uudisrakentamisen ja ilmajohdon kaapeloinnin seurauksena arvoon 3,297 Mvar.

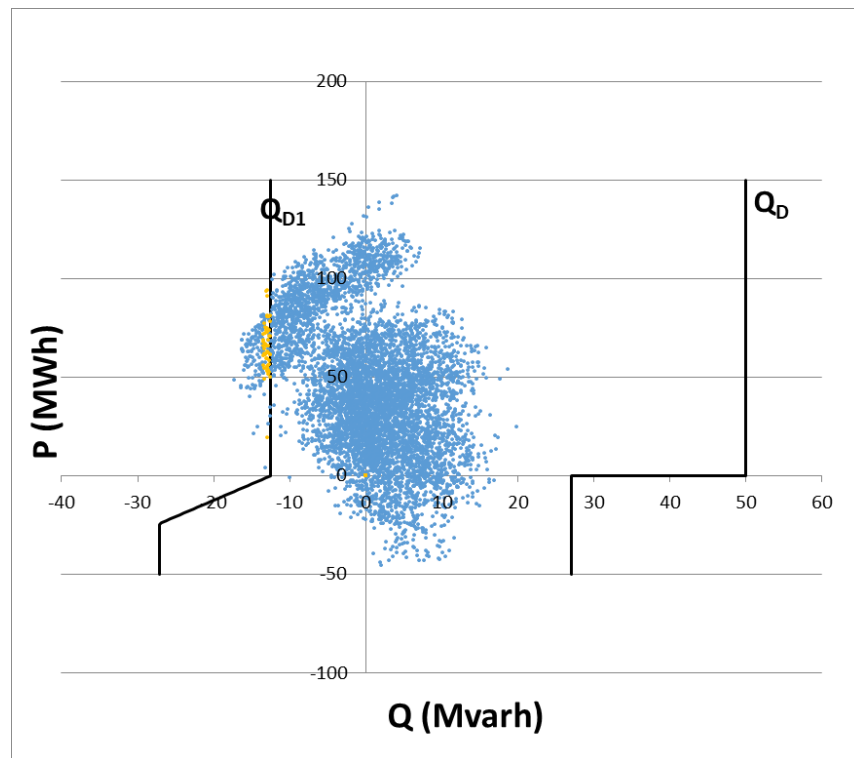
Kokonaisuudessaan Leväsuon liittymispistettä kuormittavan tyhjäkäyntiloistehon määrä kasvaisi näiden muutosten seurauksena verkostosuunnitelman 2035 mukaan laskettuna 6,401 Mvar nykyisestä vuoteen 2035 mennessä, jollei kompensointia lisättäisi minnekään Leväsuon syöttöalueelle. Arvioitu loistehon kasvun määrä on sellainen, että Leväsuon liittymispisteen kompensointiin pitää tulevaisuudessa kiinnittää huomiota. Liittymispisteen kuormituksen kasvu tulee kasvattamaan loistehoikkunan siirtorajoja jonkin verran, mutta Leväsuon liittymispisteellä ole enää paljoa kasvuvaraa jäljellä. Leväsuon liittymispisteen pätötehon ottopuolinen loistehon ottoraja on tällä hetkellä 40 Mvar, suurimman mahdollisen arvon ollessa 50 Mvar [9]. Antorajan itseisarvo on aina neljäsosa ottorajasta, kuten kaava (26) osoittaa, joten antoraja voisi kasvaa vain 2,5 Mvar, arvoon 12,5 Mvar.

Arvioitu huipputeho Leväsuon liittymispisteen piirissä oleville sähköasemille on vuonna 2035 yhteensä 366,2 MW. Tämän arvion pohjalta kaavaa (25) käyttämällä Leväsuon loistehon antorajaksi vuonna 2035 saataisiin 58,6 Mvar. Tämä on suurempi kuin Fingridin asettama maksimiarvo, joten Leväsuon loistehon antoraja tulee pätötehon ottopuolella olemaan 50 Mvar ja antoraja olisi tällöin -12,5 Mvar.

Suuntaa antava arvio Leväsuon liittymispisteen loistehonsiirtoylityksistä voidaan muodostaa, kun tutkitaan nykyisiä mittaustietoja ja lisätään niihin kasvuennusteiden mukainen määrä loistehoa. Seuraavalla sivulla on kuvissa 24 ja 25 esitetty vuoden 2017 mittaustietojen pohjalta muodostettu siirtoikkuna, kun Leväsuon kuormitukseen on lisätty kasvuennusteiden mukaisesti 6 Mvar kapasitiivista loistehoa. Kuvattuna on nykyisten siirtorajojen mukainen siirtoikkuna, sekä liittymispisteen tehonkasvun seurauksena maksimikokoonsa kasvanut potentiaalinen siirtoikkuna.



Kuva 24: Leväsuon liittymispisteen siirtoikkuna 6 Mvar nykyistä suuremmalla kapasiteetillä loistehokuormalla ja nykyisillä siirtorajoilla. Perusuu vuoden 2017 mittautustietoihin. Pätötehon arvoja ei ole muutettu mittautustiedoista.



Kuva 25: Leväsuon liittymispisteen siirtoikkuna 6 Mvar nykyistä suuremmalla kapasiteetillä loistehokuormalla ja liittymispisteen maksimisiirtorajoilla. Perusuu vuoden 2017 mittautustietoihin. Pätötehon arvoja ei ole muutettu mittautustiedoista.

Kuvien esittämässä tilanteessa loistehonannon huiput ovat noin -17 Mvar:ssa, joka on huomattavasti suurempi kuin siirtorajan maksimi, -12,5 var tai -10 Mvar. Kun jätetään huomioimatta kuukausittain 50 suurinta mittaustuntia, saadaan suurimpien laskutettavien antohuippujen suuruudeksi noin -14 Mvar. Kuten kuvasta 25 nähdään, tulisi näillä arvoilla Leväsuolla tapahtumaan laskutettavia loistehonannon ylityksiä jopa maksimiinsa kasvatetulla siirtoikkunalla. Kuvan 24 tilanteessa, jossa siirtoikkunaa ei ole kasvatettu nykyisestä, ylityksiä tulisi tapahtumaan merkittävän paljon.

Leväsuon liittymispisteen sähköasema on Fingridin sähköasema, joten sinne OESJ ei voi omaa kompensointiaan sijoittaa. Leväsuon liittymispisteen kompensointi pitää siis toteuttaa sijoittamalla kompensointia OESJ:n Kanta-Oulun alueen sähköasemille. Hyviä vaihtoehtoja kompensointilaitteiden asennuspaikoiksi ovat Leväsuota lähimmät sähköasemat: Posa, Kuivasjärvi ja Hiukkavaara.

Näistä mainituista asemista suurimman merkityksen saa Hiukkavaaran sähköasema, jonne olisi hyvä asentaa luvussa 5.2 mainittu 3 Mvar kuristin jo ennen kuin Hiukkavaaran oma liittymispiste poistuu käytöstä. Hiukkavaaran liittymispisteen poistuttua käytöstä Hiukkavaaran sähköasema sekä sen kuristin siirtyvät Leväsuon liittymispisteen jakelualueelle. Hiukkavaarasta tulee olemaan Leväsuolle suora 110 kV yhteys, kun nykyinen Leväsuolta Oulunsuulle kulkeva johto muutetaan kulkemaan Hiukkavaaran sähköaseman kautta. Hiukkavaaran kompensointikuristin tulee siis näin ollen kompensoimaan Leväsuon liittymispistettä vuoden 2021 jälkeen. Hiukkavaaran aseman syöttöalueella on verkon laajenemisen seurauksena vuonna 2035 tyhjäkäyntiloistehoa 3,297 Mvar, mikä on 391 kvar kasvu vuoden 2021 tilanteeseen ja 576 kvar kasvu nykytilanteeseen verrattuna.

Posan sähköasema on aivan Leväsuon aseman vieressä. Vuoden 2035 verkostosuunnitelman mukaan laskettuna, Posan sähköasemalla tulee olemaan laskennallista tyhjäkäyntiloistehoa 3,38 Mvar. Kuivasjärven asema on pohjoisessa suunnassa Posan jälkeen seuraava asema OESJ:n 20 kV asemat yhdistävän 110 kV suurjännitejohdon varrella. Tyhjäkäyntiloistehoa Kuivasjärven sähköasemalla tulisi vuonna 2035 olemaan 2,021 Mvar.

Hiukkavaaran sähköasemalle tultaisiin asentamaan 3 Mvar kuristin jo ennen kuin Hiukkavaaran liittymispiste poistuu käytöstä vuonna 2021. Tämä kuristin kannattaa jättää Hiukkavaaran sähköasemalle kompensoimaan Leväsuon loistehokuormaa. 3 Mvar kuristin riittää ainakin aluksi kompensoimaan Leväsuon lisääntyntä loistehokuormaa siten, että laskutettavia ylityksiä ei juuri muodostuisi. Leväsuon liittymispisteen loistehoikkunan kehittymistä pitää kuitenkin seurata ja tarvittaessa lisää kompensointia kannattaa asentaa Posan ja Kuivasjärven asemille.

5.4 Hiukkavaaran ja Leväsuon liittymispisteiden kustannuslaskelmat

Hiukkavaaraan asennettavan kuristimen kustannuslaskelmia tehtäessä on huomioitava kuristimen kaksi eri käyttövaihetta: kuristimen käyttö Hiukkavaaran liittymispisteellä ennen sen poistumista sekä Kuristimen käyttö Leväsuon liittymispisteen kuorman kompensoimiseen Hiukkavaaran liittymispisteen poistuttua. Koska Hiukkavaaran liittymispiste on käytössä enää muutamia vuosia, ei kuristin ehdi maksamaan koko investointihintaansa takaisin pelkällä Hiukkavaaran liittymispisteen kompensoinnilla, vaan loppuosa tulee tarkastella Leväsuon liittymispisteen suhteen. Leväsuon suuren siirtoikkunan ansiosta liittymispisteen loistehomaksut ovat Hiukkavaaran liittymispistettä huomattavasti pienemmät. Hiukkavaaran kuristimen investointikustannukset muodostuvat 3 Mvar kuristimen hinnasta ja vanhan kuristimen siirrosta pois. Kokonaisinvestointikustannukset ovat siis 104 800 €.

Hiukkavaaran liittymispisteen loistehomaksut nousevat tulevina vuosina merkittävästi verrattuna vuoden 2017 tilanteeseen. Syynä ovat loistehomaksujen vuosittaiskorotukset kohti niiden lopullista tasoa, sekä Hiukkavaaran liittymispisteen loistehon huomattava nousu Oulun yliopistollisen sairaalaan uuden syöttökaapelin käyttöönotosta johtuen. Hiukkavaaran liittymispisteelle ilman lisäkompensointia muodostuvat vuosittaiset loistehomaksut tulisivat 3 Mvar kapasitiivisella loistehon tuotolla ja vuodesta 2019 alkaen voimassa olevilla loistehomaksuilla olemaan todennäköisesti noin 27 000 € luokkaa.

Tuota saavutettavissa olevaa 27 000 € säästöä voidaan verrata investoinnin vuosikuluihin, kun otetaan investoinnista vuosiosuus annuiteettikertoimella sekä lasketaan kuristimen aiheuttamat vuosittaiset häviökustannukset. Aiemmin luvussa 5.1.1 laskettiin kuristininvestointien annuiteettikertoimeksi 0,05052. Hiukkavaaran kuristimen 104 800 € investoinnille annuiteettikertoimen mukainen vuosiosuus olisi 5295 €. 3 Mvar kuristimessa muodostuu häviöitä noin 15 kW. Kaavan (42) mukaisesti laskettu vuosittainen häviökustannus olisi 5256 €. Yhteensä vuosittaiset kustannukset siis olisivat 10 551 €, joka on vähemmän kuin Hiukkavaaran liittymispisteen loistehomaksut ehkäisemällä saavutettavat säästöt. Vuosikustannuksissa investointi Hiukkavaaran kompensointikuristimeen on siis selkeästi kannattava.

Takaisinmaksuaika 104 800 € investoinnille 4 % laskentakorkokannalla olisi tällä säästetyllä vuosikustannuksella tarkasti 4,30 vuotta eli käytännössä kokonaisina vuosina 5 vuotta. Jos kuristin ehtii olla käytössä Hiukkavaarassa vuodet 2019–2021, eli 3 vuotta ennen kuin Hiukkavaaran liittymispiste poistuu, olisi takaisinmaksuaikaa jäljellä vielä 1,30 vuotta eli noin 30 %. Kuristimen investointikustannuksista olisi siis vielä maksamatta takaisin 30 %, eli 31 684 € suuruinen kustannuserä.

Kun Leväsuon liittymispisteelle tehdään kuormituksen tulevaisuusarvio vuoden 2035 kehityssuunnitelman mukaan, voidaan todeta, ettei maksullisten ylitysten lukumäärä ole kovin suuri. Iso osa ylityksistä jää nykyisten maksuperusteiden mukaan maksuttomiksi, koska kyseessä on maksukauden 50 tai alle korkeinta ylitystä. Kesäkuukausien korkeimpana loistehon tuottoaikana ylityksiä tulisi kuitenkin olemaan niin paljon, että osa niistä muodostuisi jo maksullisiksi. Loistehomaksuja muodostuisi tällöin noin 1600 €/kk kuormitusennusteiden mukaan kasvatetulla loistehoikkunalla tai noin 3500 €/kk nykyisen kokoisella loistehoikkunalla. Kasvatetulla, -12,5 Mvar antorajan tehoikkunalla maksullisia ylityksiä olisi todennäköisesti vain kesä - elokuussa, nykyisellä -10 Mvar antorajan tehoikkunalla ylityksiä voisi tapahtua myös touko- ja syyskuussa. Vuosikustannuksiksi muodostuisi siis noin 4800 € suurennetulla tehoikkunalla ja noin 14 000 € nykyisellä tehoikkunalla, kun touko- ja syyskuun loistehomaksujen suuruudeksi oletetaan puolet kesän maksuista. Nämä vuosikustannukset on laskettu tilanteessa, jossa Leväsuon loistehokuorma kasvaa 6,401 Mvar, eli jos Hiukkavaaran kuristin ei olisi käytössä. Jos Hiukkavaaran 3 Mvar kuristin otetaan huomioon ja loistehon nettokasvuksi oletetaan tällöin 3,401 Mvar, ei suurennetulla loistehoikkunalla tulisi maksullisia ylityksiä lainkaan ja nykyisen kokoisella loistehoikkunalla alle 2000 € vuodessa. Kuristimella saatavat säästöt Leväsuon liittymispisteellä ovat siis 4800 € vuodessa jos loistehoikkuna kasvaa ja 12 000 € vuodessa jos loistehoikkuna ei kasva. Hiukkavaaran kompensointikuristimella saataisiin siis kohtuulliset säästöt myös Leväsuon loistehomaksuista Hiukkavaaran sähköase-
man siirryttyä Leväsuon liittymispisteen taakse.

Takaisinmaksuajan loppuosaa tarkastellessa voidaan ajatella, että investointikustannuksista on takaisin maksamatta Hiukkavaaran liittymispisteen poistuttua 31 684 € suuruinen osuus. Tälle summalle takaisinmaksuaika 4 % laskentakorkokannalla olisi 8 vuotta 4800 € vuosittaisilla loistehomaksukustannussäästöillä ja 3 vuotta 12 000 € vuosittaisilla loistehomaksukustannussäästöillä. Tarkka takaisinmaksuaika on jossain näiden lukujen välillä, mutta Leväsuon mahdollisten maksujen suuruutta on huomattavan hankalaa arvioida nykytiedon varassa. Hiukkavaaran kuristimen takaisinmaksuaika olisi siis yhteensä 6-11 vuotta. Kun yhdistetään kompensoinnista saatavat hyödyt Hiukkavaaran liittymispisteellä ja Leväsuon liittymispisteellä, Hiukkavaaran 3 Mvar kompensointikuristin tulee olemaan kannattava hankinta.

5.5 Nurmijärven liittymispiste

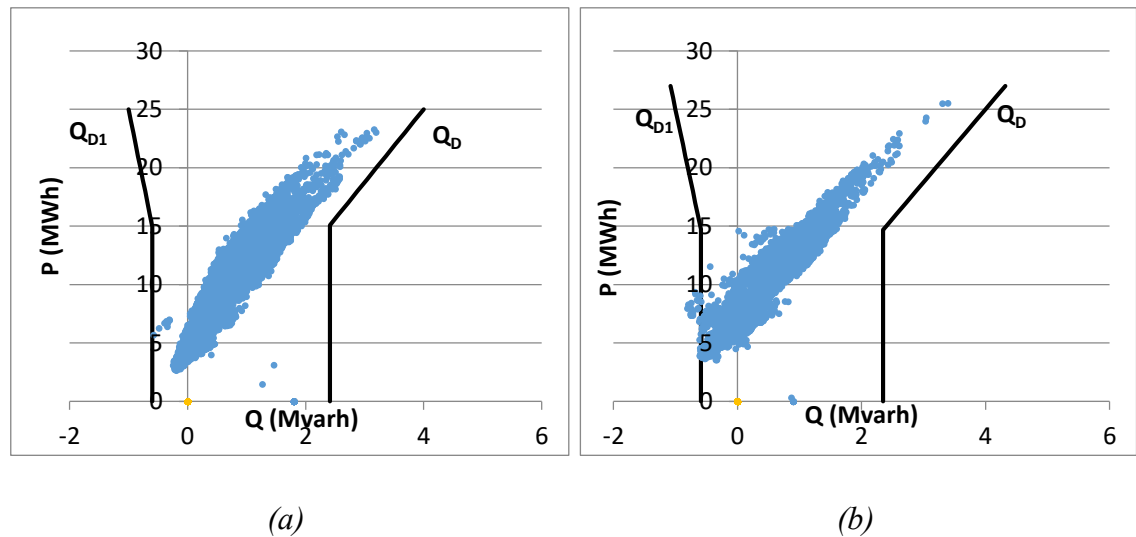
Nurmijärven liittymispiste on teholtaan suurempi kuin Hiukkavaara, mutta luonnollisesti pienempi kuin Leväsuu. Määrällisesti loistehoylityksiä on vuonna 2017 ollut Hiukkavaaraa vähemmän, mutta huipputehot ja –energiat ovat Hiukkavaaraa suuremmat. Aikavälin 1.1.–30.9.2017 suurin loistehoarvo on 1,71 Mvar kapasitiivista loistehoa, joka on 1,12 Mvar liittymispisteen antorajan 0,59 Mvar yläpuolella. Suurimmat loistehon ylitykset ja maksut ovat odotetusti lämpiminä kuukausina, jolloin kulutus on kevyempää. Taulukossa

24 on esitetty Nurmijärven liittymispisteen loistehomaksut vuoden 2017 tammi - syyskuussa.

Taulukko 24: Nurmijärven liittymispisteen vuoden 2017 loistehomaksut

Kuukausi	Laskun suuruus
Tammikuu	0 €
Helmikuu	0 €
Maaliskuu	0 €
Huhtikuu	120,08 €
Toukokuu	549,80 €
Kesäkuu	1858,75 €
Heinäkuu	2480,10 €
Elokuu	2033,86 €
Syyskuu	1521,90 €
Yhteensä:	8567,49 €

Edellä mainittu 1 Mvar kuristimen siirto Hiukkavaaran sähköasemalta Kiimingin tai Hakomäen sähköasemalle parantaa loistehotilannetta Nurmijärven liittymispisteellä hiukan. 1 Mvar lisää kompensointia liittymispisteellä on tällä hetkellä riittävästi siirtämään valtaosan tehopisteistä loistehoikkunan sisäpuolelle. Kuvassa 26 on esitetty miltä Nurmijärven liittymispisteen tehoikkunat vuosilta 2016 ja 2017 näyttäisivät jos Hakomäen ja Kiimingin asemilla olisi yhteensä 2 Mvar loistehon kompensointia.



Kuva 26: Nurmijärven liittymispisteen loistehoikkuna, jos Hakomäen ja Kiimingin asemilla olisi yhteensä 2 Mvar kompensointia (a) vuonna 2016 (b) tammi-syyskuussa 2017

Kuristimen siirto Kiimingin sähköasemalle auttaa Nurmijärven liittymispisteessä vain hetkellisesti. Lähivuosina tehtävien ilmajohtojen kaapelointien seurauksena Hakomäen ja Kiimingin sähköasemien syöttämille johtolähdöille on laskennallisesti tulossa yhteensä 1,55 Mvar lisää tyhjäkäyntiloistehoa. Tyhjäkäyntiloisteho nousee vuoden 2017 2,477

Mvar:sta kaapelointien valmistuttua vuoteen 2035 mennessä 4,029 Mvar:iin. Valtaosa ilmajohtojen kaapelointityöstä tehtäisiin vuoden 2024 loppuun mennessä. Verkon tuottama loistehon määrä kasvaa kaapelin määrän mukana, joten uusi lisäkompensointi tulisi asentaa suurimman kaapelointiosuuden valmistuessa vuoteen 2024 mennessä. Jotta loisteho saataisiin täysin kompensoitua, nykytilanteeseen verrattuna lisää kompensointia tarvittaisiin siis 3 Mvar. Hiukkavaaran asemalta uuden kuristimen tieltä poistettavalla 1 Mvar kuristimella on vielä paljon pitoaikaa jäljellä, joten se kannattaa asentaa Kiimingin alueelle. Tämän kuristimen voisi asentaa Hakomäen asemalle jo siellä olevan 1 Mvar kuristimen lisäksi ja Kiimingin sähköasemalle voi asentaa uuden 2 Mvar kuristimen. Tällöin Nurmijärven liittymispisteen kompensointiteho saadaan 4 Mvar:iin kahdella asennustyöllä.

5.6 Nurmijärven liittymispisteen kustannuslaskelmat

Ilman lisäkompensointia Nurmijärven liittymispisteellä muodostuu tällä hetkellä noin 10 000 € suuruiset loistehomaksukustannukset vuodessa. Vuoden 2035 verkostosuunnitelman mukaisesti kasvaneella verkolla ja kulutuksella loistehomaksuja muodostuu ilman lisäkompensointia noin 2100 €/kk talvikuukausina, noin 5000 €/kk kevät- ja syyskuukausina ja noin 8700 €/kk kesäkuukausina. Vuosittaiset loistehomaksut olisivat siis 62 400 € luokkaa. Nurmijärven liittymispistettä syöttävien sähköasemien kompensointi-investoinnit, eli yksi uusi 2 Mvar kuristin ja Hiukkavaarasta siirrettävän kuristimen asennus Hakomäen sähköasemalle, olisivat tässä ehdotuksessa yhteensä 86 000 €.

Tämän investoinnin annuiteettiosuus 40 vuoden pitoajalla olisi 4345 €. Kiimingin sähköasemilla olisi nyt yksi 2 Mvar kompensointikuristin ja kaksi 1 Mvar kompensointikuristinta. Näiden kuristimien häviöt olisivat 10 kW 2 Mvar kuristimelle ja 5 kW per 1 Mvar kuristin. kompensointitehoa, jolloin kaavan (42) mukaisesti lasketut häviökustannukset olisivat yhteensä 7008 € vuodessa. Vuosittaiset kustannukset olisivat siis 11 353 €. Nykyhetkellä Nurmijärven liittymispisteen vuosittaiset loistehomaksut ovat noin 10 000 €, joten investointi uuteen kuristimeen ei ole aivan vielä kannattavaa. Kiimingin alueen maakaapelin ja loistehon määrän kasvaessa tulevaisuudessa, tulee Nurmijärven liittymispisteen loistehomaksujen määrä kasvamaan huomattavasti. Tällöin uuden kuristimen hankinta Kiimingin sähköasemalle tulee kannattavaksi lähivuosina.

Kiimingin sähköasemien investointien takaisinmaksuaika olisi tulevaisuuden arvioituilla 62400 € loistehomaksuilla alle kaksi vuotta. Nykyisillä 10 000 € loistehomaksuilla ja 4 % laskentakorkokannalla takaisinmaksuaika investoinneille 11 vuotta. Takaisinmaksuaika on kohtuullisen lyhyt.

5.7 Investointien kokonaiskustannukset

Yhteensä näitä kompensointi-investointeja varten tarvitsisi hankkia siis ainakin yksi uusi 3 Mvar kuristin ja yksi uusi 2 Mvar kuristin. Lisäksi yksi vanha 1 Mvar kuristin siirrettäisiin toiselle sähköasemalle, josta seuraa yksi ylimääräinen asennustyö ja yksi siirtotyö asennuspaikasta toiseen. Taulukkoon 25 on kirjattu kompensointikuristimien investointi-summat.

Taulukko 25: Loistehonkompensointikuristimien investointikustannukset.

Komponentti/työ	Hinta
1 x 3 Mvar kompensointikuristin 20 kV asemalle	101 300 €
1 x 2 Mvar kompensointikuristin 20 kV asemalle	79 000 €
1 x Vanhan kuristimen siirto asemalta toiselle	3 500 €
1 x Vanhan kuristimen asennus toiselle sähköasemalle	7 000 €
Yhteensä:	190 800 €

6. MAASULKUVIRTOJEN KOMPENSOINTI JA EHKÄISY YLI-IIN JAKELUVERKOSSA

Maasulkuvirran kompensoinnilla pyritään alentamaan maasulkutilanteiden aikaisia vikavirtoja ja kosketusjännitteitä. Turvallisuuskysymysten lisäksi tällä on myös merkitystä sähkön laadulle. Alentamalla maasulkuvirtaa ja vikatilán jännitteitä voidaan myös vähentää sellaisten ohimenevien vikatilanteiden määrää, joiden poistamiseen tarvitaan joko pika- tai aikajälleenkytkentöjä. Maasulkuvirtaa kompensoimalla lyhytaikaisten keskeytysten määrä vähenee noin 70–90 %, koska suuri osa keskeytyksistä aiheutuu valokaarioista [15].

Yli-Iin sähköaseman johtolähdöillä on tällä hetkellä verrattain vähän maakaapelia ja siten myös matalat maasulkuvirrat, mutta tilanne tulee tulevaisuudessa merkittävästi muuttumaan Yli-Iin kaapelointiasteen noustessa voimakkaasti. Tällaisessa sekaverkossa maasulkuvirta on kohtalaisen korkea verkon kaapelien vuoksi, mutta ilmajohto tekee maasulkujen ja lyhytaikaisten keskeytysten muodostumisesta helpompaa. Maasulkuvirran rajoittamiseen tulee tällöin kiinnittää erityistä huomiota. [15]

Energiavirasto on asettanut jakeluverkkoyhtiöille erilaisia laatukannustimia, joita ovat esimerkiksi keskeytyksistä maksettavat KAH (keskeytyksestä aiheutunut haitta) eli keskeytyskustannusmaksut. KAH -maksut ovat suora taloudellinen kannustin toimitetun sähkön laadun parantamiseksi. OESJ:n tavoitteena on hajautettua maasulkukompensointia Yli-Iin alueella käyttämällä saavuttaa ensi sijassa parempi sähkön toimitusvarmuus ja pienentää KAH – kustannukset. Hajautettu kompensointi olisi tarkoitus toteuttaa siten, että jokaisella johtolähdöllä oleva kompensointikapasiteetti vastaisi kyseisen johtolähdön aiheuttaman maasulkuvirran määrää.

6.1 KAH -kustannusten laskenta

KAH –kustannukset keskijänniteverkon PJK ja AJK keskeytyksille voidaan laskea kaavalla

$$KAH_{t,k}^{KJ} = (AJK_t^{KJ} \times h_{AJK} + PJK_t^{KJ} \times h_{PJK}) \times \left(\frac{W_t}{T_t}\right) \times \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2005}}\right) \quad (44)$$

missä

$KAH_{t,k}^{KJ}$	= keskijänniteverkon keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa
AJK_t^{KJ}	= keskijänniteverkon aikajälleenkytkentöjen määrä vuonna t
h_{AJK}	= AJK:sta aiheutuneen haitan hinta keskeytysmäärälle, €/kW
PJK_t^{KJ}	= keskijänniteverkon pikajälleenkytkentöjen määrä vuonna t
h_{PJK}	= PJK:sta aiheutuneen haitan hinta keskeytysmäärälle, €/kWh
W_t	= siirretyn energian määrä vuonna t , kWh
T_t	= siirtotuntien määrä vuonna t
KHI_k	= kuluttajahintaindeksi vuonna k
KHI_{2005}	= kuluttajahintaindeksi vuonna 2005

Aikajälleenkytkennästä aiheutuneen haitan, h_{AJK} , hinnaksi Energiavirasto on määrittänyt 1,1 €/kW ja pikajälleenkytkennästä aiheutuneen haitan, h_{PJK} , hinnaksi Energiavirasto on määrittänyt 0,55 €/kW [8]. Tilastokeskus ylläpitää kuluttajahintaindeksejä. Taulukossa 26 on esitetty yleinen kuluttajahintaindeksi vuosina 2013–2017. Perustasoksi on valittu kaavan (44) mukaisesti vuosi 2005, jolloin $KHI_{2005} = 100,0$.

Taulukko 26: Yleinen kuluttajahintaindeksi vuosille 2013–2017. Perustasona on vuosi 2005. [26]

Vuosi	Kuluttajahintaindeksi
2013	118,4
2014	119,6
2015	119,4
2016	119,8
2017	120,7

Sivulla 44 taulukoissa 14 ja 15 on esitetty OESJ:n keskijännitejakeluverkon PJK ja AJK keskeytykset viime vuosilta. Yli-Iin sähköasema erottuu näissä selvästi muita asemia viikaherkempänä. Nuo tilastot on kuitenkin ilmoitettu vain sähköasemakohtaisesti. Koska maasulun kompensointi olisi tarkoitus tehdä johtolähdöillä hajautetusti, kannattaa keskeytystarkastelu tehdä myös johtolähdöittäin. Taulukossa 27 on esitetty vuosien 2013–2017 pikajälleenkytkennät johtolähdöittäin Yli-Iin sähköasemalla. Vuoden 2017 osalta

tilasto kattaa välin tammikuusta heinäkuun loppuun. Taulukossa 28 on esitetty Yli-Iin aikajälleenkytkennät vastaavalla tavalla.

Taulukko 27: Pikajälleenkytkennät Yli-Iin sähköaseman johtolähdöille aikavälillä 2013 - heinäkuu 2017.

Johtolähtö	Vuosi					Yht.
	2017	2016	2015	2014	2013	
Pohjukka	3	9	4	2	10	28
Tannila	4	41	18	22	27	112
Haapakoski	0	9	8	17	12	46
li	20	37	30	18	14	119
Syöttö	0	1	0	0	0	1
Yhteensä:	27	97	60	59	63	306

Taulukko 28: Aikajälleenkytkennät Yli-Iin sähköaseman johtolähdöille aikavälillä 2013 - heinäkuu 2017.

Johtolähtö	Vuosi					Yht.
	2017	2016	2015	2014	2013	
Pohjukka	0	2	0	0	3	5
Tannila	0	13	7	4	11	35
Haapakoski	1	2	4	1	2	10
li	0	4	1	3	0	8
Yhteensä:	1	21	12	8	16	58

Johtolähdöillä tapahtuvien lyhytaikaisten jakelukeskeytysten määrä riippuu melko suoraan lähtöjen ilmajohtojen pituuksista. Taulukossa 29 on esitetty Yli-Iin sähköaseman keskijännitelähtöjen avojohto-, PAS –johto- ja maakaapelipituudet vuonna 2017. Taulukossa 30 on taas johtolähtöjen keskimääräinen lyhytkestoisten keskeytysten määrä vuodessa ilmajohtokilometriä kohden.

Taulukko 29: Yli-Iin johtolähtöjen avojohto, PAS -johto ja maakaapelipituudet.

Johtolähtö	Avojohto (m)	PAS –johto (m)	Maakaapeli (m)
Pohjukka	3219	3460	1029
Tannila	43431	3384	24931
Haapakoski	21286	710	2505
li	32993	7541	3125

Taulukko 30: Yli-Iin johtolähtöjen vuosien 2013-2016 keskimääräinen PJK ja AJK lukumäärä ilmajohtokilometriä kohden.

Johtolähtö	PJK (kpl/km)	AJK (kpl/km)
Pohjukka	0,9357	0,1872
Tannila	0,5767	0,1869
Haapakoski	0,5228	0,1023
li	0,6106	0,0493
Kaikkien lähtöjen keskiarvo	0,6011	0,1228

Lukuun ottamatta muita selvästi lyhyempää Pohjukan lähtöä, on pikajälleenkytkentöjen määrä Yli-Iin lähdoillä hyvin tasainen noin 0,57 pikajälleenkytkentää kilometriä kohden vuodessa. Pohjukan johtolähtö mukaan lukien koko Yli-Iin alueen keskiarvo on vain hiukan tätä suurempi 0,6 pikajälleenkytkentää kilometriä kohden vuodessa. Aikajälleenkytkentöjen määrä on koko verkolle keskimäärin 0,12 aikajälleenkytkentää vuodessa per ilmajohtokilometri.

6.2 Pohjukan johtolähtö

Pohjukan johtolähtö on Yli-Iin sähköaseman johtolähdöistä lyhin ja se syöttää sähköaseman lähialueita, jotka muodostavat Yli-Iin keskustaajamaan. Siten sen vuosienenergia on Yli-Iin aseman lähdoistä suurin: 5669 MWh. Keskimääräinen laskennallinen keskeytysten määrä Pohjukan lähdölle on 6,25 PJK:ta ja 1,25 AJK:ta vuodessa. Tilastoidut keskeytykset löytyvät edeltä taulukoista 27 ja 28. Pohjukan johtolähdön vuosien 2013–2016 keskeytysten mukaiset KAH hinnat sekä taulukon 30 keskiarvoja käyttämällä lasketut KAH hinnat on esitetty taulukossa 31.

Taulukko 31: Todellisiin ja keskimääräisiin keskeytyslukuihin perustuvat KAH -hinnat Pohjukan johtolähdölle.

Vuosi	KAH –kustannus (€)
2013	6 743
2014	851
2015	1 700
2016	5 543
keskiarvo	3 756

Vuosittainen vaihtelu Pohjukan lähdon KAH kustannuksissa on suurta, johtuen toteutuneiden keskeytysten määrän suhteellisen suuresta vaihtelusta. Käyttämällä pohjukan lähdon keskimääräisiä keskeytysmääriä, saadaan KAH -kustannuksiksi noin 3750 €. Kompensoimalla maasulkuvirtaa, näiden kustannusten määrä vähenee merkittävästi ohimenevien vikojen vähentyessä.

Pohjukan lähdön maasulkuvirta on pieni, vain 3,6 A. Sen kompensoimiseen riittäisi yksi alle 10 A:n hajautetun kompensoinnin laitteisto. Tällainen laitteisto maksaa noin 11 200 € ja sillä on ainakin 40 vuoden pitoaika [8]. Tällä pitoajalla ja 4 % korkotasolla investoinnin annuiteettiosuus on 566 €, joka on selkeästi vähemmän kuin Pohjukan lähdön vuotuiset KAH kustannukset. Yhtälöllä (43) laskettuna investoinnin takaisinmaksuaika olisi 4 vuotta. Investoinnin kustannukset ovat kannattavat sen mahdollistamiin säästöihin nähden. Pohjukan lähtöä tullaan tulevaisuudessa vuoden 2035 verkostosuunnitelman mukaan kaapeloimaan ainakin Leuvantielle asti.

Kompensointilaitteen sijoituspaikaksi voisi harkita tulevan verkkosuunnitelman mukaan sijoitettua uutta puistomuuntajaa ilmajohdon ja maakaapelin rajalla. Koska Pohjukan lähtö on pituudeltaan lyhyt, ei lähdön maasulkuvirta kasva suuresti tulevaisuudessa sen kaapeloinnista huolimatta. 2035 verkkosuunnitelman pohjalta tehdyissä maasulkuvirtalaskelmissa Pohjukan lähdön maasulkuvirta on 9,2 A. 10 A kompensointilaitteisto tulisi siis hyvin riittämään lähdöllä tulevaisuudessakin.

6.3 Tannilan johtolähtö

Tannilan johtolähtö on Yli-Iin sähköaseman pisin. Se on myös eniten kaapeloitu. Tämän seurauksena lähdön maasulkuvirta on Yli-Iin sähköaseman johtolähtöjen maasulkuvirroista suurin. Yli puolet lähdön pituudesta on kuitenkin edelleen ilmajohtoa ja siten siellä on myös paljon hetkellisiä vikoja. Tannilan lähdön vuosienergia on 2911 MWh ja sen keskimääräinen laskennallinen keskeytysten määrä on 27 PJK:ta ja 8,75 AJK:ta vuodessa. Tannilan johtolähdön vuosien 2013–2016 keskeytysten mukaiset KAH hinnat sekä keskiarvoja käyttämällä lasketut KAH hinnat on esitetty taulukossa 32.

Taulukko 32: Todellisiin ja keskimääräisiin keskeytyslukuihin perustuvat KAH -hinnat Tannilan johtolähdölle.

Vuosi	KAH –kustannus (€)
2013	10 603
2014	6 558
2015	6 983
2016	14 670
keskiarvo	9 808

Keskimääräisillä keskeytysmäärillä laskettuna Tannilan johtolähdön vuosittainen KAH -kustannus on noin 9810 €. Tannilan lähdön maasulkuvirta on 56,8 A. Tannilan johtolähdöllä muodostuu suuren kaapelointiasteen vuoksi myös kohtalaisen paljon kapasitiivista loistehoa. Kapasitiivisen loistehokuorman suuruus lähdöllä on tällä hetkellä 654 kvar johdon ollessa tyhjäkäynnillä.

Tulevaisuudessa Tannilan johtolähdön maasulkuvirta ja loistehon tuotto tulevat kasvamaan. Suunnitelman mukaan vuoteen 2035 mennessä Tannilan johtolähdön maakaapelin

määrä kasvaa 6,9 km. Tämän seurauksena lähdön maasulkuvirta kasvaa arvoon 70,9 A ja lähdön johtojen tuottama kapasitiivinen tyhjäkäyntiloisteho kasvaa arvoon 815 kvar. Tannilan lähdöllä tulee olemaan vielä tulevaisuudessa myös 41,2 km ilmajohtoa. Tämän hetken keskeytyskeskiarvojen mukaan tällä johtomäärällä tulisi tapahtumaan 23,8 PJK:ta ja 7,7 AJK:ta vuodessa. Maasulkuvirran kompensoinnille on siis tarvetta myös tulevaisuudessa.

Tannilan lähdön maasulkuvirran kompensoinnin voi toteuttaa käyttämällä useampaa kompensointiyksikköä, jotka asennetaan sopiviin paikkoihin johtolähdön varrelle. Kompensointilaitte voidaan sijoittaa samaan paikkaan muuntajan tai johtokatkaisijan kanssa. Kompensointia tarvittaisiin yhteensä 70 A edestä. Tähän lukemaan päästää käyttämällä esimerkiksi yhtä 30 A ja kahta 20 A kompensointilaitetta. Toinen 20 A kompensointilaitteista kannattaa asentaa vasta kun Tannilan johtolähdön kaapelointi edistyy ylikompensoinnin välttämiseksi. 20 A kompensointilaitte maksaa 19 100 € kappaleelta [8]. 30 A hajautetun kompensoinnin laitteelle ei ole Energiaviraston yksikköhintaa, mutta todennäköisesti sellainen on hiukan kalliimpi kuin 10–20 A välin kompensointilaitte. Käytetään 30 A kompensointilaitteen hinta-arvioksi 27 000 € per laite. Nyt investoinnin kokonaishinnaksi tulee 65 200 €. 40 vuoden pitoajalle jaettuna tämän investoinnin annuiteettiosuus on 3 294 €. Keskimääräisten KAH-kustannusten ollessa 9 810 €, on investoinnin annuiteetikustannus selvästi tätä mahdollista säästöä pienempi. Takaisinmaksuaika investoinnille olisi 4 % korkokannalla laskettuna 8 vuotta. Investoinnin mahdollistamat säästöt ovat sen kustannuksiin nähden kannattavat.

Koska johtolähdöllä muodostuu jo nyt suurehko määrä kapasitiivista loistehoa, joka tulee vielä kasvamaan tulevaisuudessa, kannattaa kompensoinnissa harkita yhdistettyjen maasulkuvirtakompensaattorien ja loistehokuristimien käyttöä. Petersén kelalla varustetuille sammutusreaktoreille ei kuitenkaan ole olemassa Energiaviraston yksikköhintaa, vaan sellaista varten tarvitsisi pyytää tarjous kyseisten laitteiden toimittajilta. Sen kannattavuutta on siis suoraan vaikea arvioida.

6.4 Haapakosken johtolähtö

Haapakosken johtolähtö on tällä hetkellä lähes pelkkää ilmajohtoa. Johtolähdön vuosienergia on 1670 MWh ja sen keskimääräinen laskennallinen keskeytysten määrä on 11,50 PJK:ta ja 2,25 AJK:ta vuodessa. Johtolähdön vuosien 2013–2016 keskeytysten mukaiset KAH hinnat sekä keskiarvoja käyttämällä lasketut KAH hinnat on esitetty taulukossa 33.

Taulukko 33: Todellisiin ja keskimääräisiin keskeytyslukuihin perustuvat KAH -hinnat Haapakosken johtolähdölle.

Vuosi	KAH –kustannus (€)
2013	1 986
2014	2 383
2015	2 003
2016	1 633
keskiarvo	2 023

Haapakosken johtolähdön maasulkuvirta on tällä hetkellä 8,5A. Tulevaisuudessa Haapakosken johtolähdöllä tulee tapahtumaan suuri muutos, sillä lähes koko johtolähtö tullaan maakaapeloimaan. Tämän seurauksena lähdön maasulkuvirta tulee kasvamaan huomattavasti. Vuoden 2035 suunnitelman mukaisessa verkossa Haapakosken lähdön maasulkuvirran arvoksi muodostuu 63,1 A. Lisäksi lähdöllä tulisi muodostumaan 718 kvar kapasitiivista tyhjäkäyntiloistehoa. Lyhytkestoisia PJK ja AJK keskeytyksiä ei kaapeloinnin seurauksena enää tule lähdöllä tapahtumaan juuri ollenkaan. Tästä syystä ei Haapakosken johtolähdön kompensointilaitteistolle voida myöskään muiden lähtöjen tapaan laskea KAH -kustannussäästöjä. Haapakosken johtolähdön maasulkuvirrat tulisi kompensoida tästä huolimatta, sillä jotta Yli-Iin alueen maasulkuvirran kompensointi toimisi, tulee kaikkien johtolähtöjen maasulkuvirrat olla kompensoituna. Maasulkuvirran kompensoinnilla saavutetaan myös muita etuja kuin pelkät KAH -kustannussäästöt. Käyttämällä yhdistettyä maasulkuvirran ja loistehon kompensointilaitteistoa, voidaan Haapakosken kaapeloidulla johtolähdöllä kompensoida lähdön loisteho, sekä pitää Yli-Iin maasulkuimpedanssit kohtuullisina ja taata verkkoalueen kaikkien johtolähtöjen maasulkuvirran kompensoinnin toimivuus.

6.5 Iin johtolähtö

Iin johtolähtö on Yli-Iin aseman lähdoistä toiseksi pisin. Johto on loppupäästään myös silmukoitu, joka mahdollistaa vaihtoehtoisen syötön, jos johdolla Jakunkylän alueella tapahtuu pidempikestoinen vika. Valtaosa johtolähdöstä on ilmajohtoa. Iin johtolähdön vuosienergia on 4814 MWh ja sen keskimääräinen laskennallinen keskeytysten määrä on 24,75 PJK:ta ja 2 AJK:ta vuodessa. Johtolähdön vuosien 2013–2016 keskeytysten mukaiset KAH hinnat sekä keskiarvoja käyttämällä lasketut KAH hinnat on esitetty taulukossa 34.

Taulukko 34: Todellisiin ja keskimääräisiin keskeytyslukuihin perustuvat KAH -hinnat Iin johtolähdölle.

Vuosi	KAH –kustannus (€)
2013	5 010
2014	8 678
2015	11 548
2016	16 294
keskiarvo	10 479

Iin johtolähdön maasulkuvirta on 11,3 A. Jotta koko lähdön maasulkuvirta saataisiin kompensoitua nollaksi, tarvittaisiin yli 10 ampeerille mitoitettu kompensointilaitteisto, joiden hinnat ovat 19 100 € luokkaa. Keskimääräinen vuosittainen KAH kustannus Iin johtolähdöillä näillä ilmajohtopituuksilla ja niiden keskimääräisellä keskeytysmäärällä on noin 10 480 €. Takaisinmaksuaika kompensointilaitteistolle Iin johtolähdöllä olisi tällöin 2 vuotta.

Tulevaisuudessa Iin lähdön maakaapelin määrä tulee lisääntymään vuoteen 2035 mennessä 9,8 km. Muutoksen seurauksena lähdön maasulkuvirta kasvaa arvoon 31,2 A. Lisäksi lähdön tuottama kapasitiivinen loisteho kasvaa kolminkertaiseksi 113 kvar:sta 340 kvar:iin. Koska johtolähdöllä tulee edelleen olemaan paljon ilmajohtoa, on siellä todennäköisesti yhä PJK- ja AJK keskeytyksiä. Keskimääräisellä keskeytysmäärällä ilmajohtokilometriä kohden laskettuna, Iin lähdöllä tapahtuisi vuoden 2035 verkossa yhä 18,55 PJK:ta ja 1,5 AJK:ta vuodessa. KAH maksuja näistä tulisi nykyisillä hinnoilla 7 855 € vuodessa. Jotta lähdöllä päästäisiin 31,2 A kompensointikapasiteettiin, sinne tarvinnut asentaa toinen 19 100 € hintainen yli 10 A maasulkuvirrann kompensointilaitte. Yhteensä näiden kahden kompensointilaitteistojen hinta on 38 200 € ja tämän investointikustannuksen annuiteettiosuus 40 vuoden pitoajalla on 1 930 €. Annuiteettiosuus on jälleen vuotuisia KAH-kustannuksia pienempi, joten saavutettavissa olevat säästöt tekevät investoinnista kannattavan. Iin johtolähdön kompensointilaitteiden yhteenlasketun investointikustannuksen 38 200 € takaisinmaksuajaksi saataisiin 7 855 € suuruisilla KAH –kustannussäästöillä ja 4 % korkokannalla 6 vuotta.

6.6 Yhteenveto Yli-Iin maasulkuvirrann kompensoinnista

Edellä tarkasteltiin Yli-Iin johtolähtöjen maasulkuvirtojen kompensoinnin kannattavuutta ehkäistyjen lyhytkestoisten keskeytysten KAH -maksujen poistumisesta saavutettavan säästön kannalta. Pohjukan, Tannilan ja Iin johtolähdöille on mahdollista asentaa sellainen kompensointilaitteisto, joka kompensoi lähdön tuottaman osuuden Yli-Iin maasulkuvirrasta. Laitteistoihin kuluviin investointikustannusten takaisinmaksuajat KAH -kustannusten ehkäisystä saatavilla säästöillä on näillä lähdöillä kohtuulliset. Lyhimmillään takaisinmaksuaika on 2 vuotta ja pisimmilläänkin takaisinmaksuaika laitteistoille näillä lähdöillä on 8 vuotta. Kompensointilaitteistojen investointihintojen annuiteettiosuudet

ovat myöskin selkeästi johtolähtöjen keskimääräisiä vuosittaisia KAH -kustannuksia pienemmät, joten investointi olisi kannattava saavutettavissa olevien säästöjen suhteen.

Haapakosken johtolähdön tilanne poikkeaa muista Yli-Iin sähköaseman johtolähdöistä. Haapakosken johtolähtö tullaan tulevaisuudessa kaapeloimaan kokonaan, jolloin johtolähdön lyhytaikaiset keskeytykset poistuvat. Haapakosken johtolähdön kaapeli nostaa kuitenkin Yli-Iin alueen maasulkuvirtaa huomattavasti. Jotta Yli-Iin alueen maasulkusuojaus tulisi toimimaan, täytyy Haapakosken johtolähdön maasulkuvirta kompensoida.

Suuren maasulkuvirran omaavan johtolähdön kompensoiminen on kallista, eikä täysin maakaapeloidulta lähdöltä tulisi saamaan merkittäviä KAH -kustannussäästöjä. KAH -kustannukset eivät ole kuitenkaan ainoa asia joka vaikuttaa maasulkuvirran kompensointiin. KAH -maksujen lisäksi lyhytaikaisista keskeytyksistä aiheutuu OESJ:lle kustannuksia tarkastus- ja huoltotöiden muodossa, sillä jokainen keskeytys vaatii myös verkon tarkastuksen ja keskeytyksen syyn selvittämisen. Maasulkuvirtojen pienentämisellä on myös muita, ei suoraan taloudellisia parantavia vaikutuksia. Pienempi keskeytysmäärä tarkoittaa parempaa sähkön laatua asiakkaille. Lisäksi maasulkuvirtojen kompensointi parantaa verkon turvallisuutta, sillä se pienentää verkon kosketusjännitteitä ja vikavirtoja.

7. YHTEENVETO

Kapasitiivisen loistehon määrä sähköverkoissa on kasvanut voimakkaasti viimevuosina. Syynä tähän on pääasiassa jakeluverkkojen voimakas kaapeloiminen, jotta verkoilla päästäisiin Suomen hallituksen sähkönjakeluyhtiöille asettamiin toimitusvarmuusvaatimuksiin. Verkkoyhtiöillä on vuoteen 2028 asti aikaa investoida verkkoonsa siten, että annetut toimitusvarmuusvaatimukset täyttyvät. Käytännössä ainut tapa suojata jakeluverkko ilmastollisilta häiriöiltä on kaapeloida verkko maan alle suojaan. Maakaapelilla on kuitenkin ilmajohtoa huomattavasti suurempi maakapasitanssi, jonka seurauksena siirtojohtojen kapasitiivinen loisteho ja maasulkuvirrat kasvavat huomattavasti.

Loistehon kasvu aiheuttaa jännitteen nousua siirtojohdoilla. Tästä voi seurata ylijännitteitä jakelu- ja siirtoverkossa. Lisäksi loistehon siirto alentaa verkon siirtokapasiteettia, kun suurempi osa johdoilla siirtyvästä ja muuntajia kuormittavasta näennäistehosta on loistehoa. Loistehon määrän kasvusta aiheutuva jännitteen nousu aiheuttaa ongelmia etenkin kantaverkossa. Kantaverkon loistehokompensointia ei ole mitoitettu kompensoimaan jakeluverkoista sinne syötettävää loistehoa, ja tämän seurauksena kantaverkon kompensointikapasiteetti uhkaa loppua loistehohuippujen aikana. Seurauksena tästä on ylijännitteitä ja stabiilisuusongelmia kantaverkossa. Tästä syystä Fingrid on kiristänyt jakeluverkkoyhtiöiden liittymispisteiden loistehomittausta ja loistehosiirron laskutusta. Tavoitteena on motivoida jakeluverkkoyhtiöitä kompensoimaan loistehonsa paikallisesti, sen sijaan että sitä syötettäisiin kuormittamaan kantaverkkoa.

OESJ:n jakeluverkko on jo suurelta osin kaapeloitua, etenkin Oulun kaupungin keskustan sekä sitä ympäröivien lähiöiden alueella. Suurin osa loistehon kasvusta keskittyy alueille, joilla rakennetaan uutta verkkoa tai kaapeloidaan ilmajohtoa merkittävässä määrin. Kaksi kolmesta käytössä olevasta OESJ:n liittymispisteestä ovat tällaisella alueella missä kapasitiivisen loistehon määrä tulee kasvamaan voimakkaasti kaapeloinnin ja uuden verkon rakentamisen seurauksena. Lisäksi näissä Hiukkavaaran ja Nurmijärven liittymispisteissä tapahtuu jo nyt niin paljon loistehoilytyksiä, että joulukuussa 2016 asennetuista uusista 1 Mvar kompensointikuristimista huolimatta liittymispisteille tulee pahimmillaan tuhansien eurojen loistehomaksuja kuukaudessa. Tulevaisuudessa tilanne tulisi vain pahenemaan, sillä Hiukkavaaran ja Nurmijärven liittymispisteet ovat alueilla, joissa joko rakennetaan kohtalaisen paljon uutta verkkoa tai sitten kaapeloidaan merkittävä määrä ilmajohtoa.

Nurmijärven liittymispisteelle kannattaa asentaa 3 Mvar lisää loistehonkompensointia. Kompensointikapasiteetin lisäämiseksi Hakomäen ja Kiimingin asemille ehdotetaan uuden 2 Mvar kuristimen hankkimista, sekä Hiukkavaaran 1 Mvar kuristimen siirtoa em. sähköasemille. Hiukkavaaran liittymispiste poistuu käytöstä vuonna 2021. Ennen sitä liit-

tymispisteeltä tulisi kuitenkin suuret loistehomaksut, ellei liittymispisteen loistehoa kompensoida. Hiukkavaaran sähköaseman johtolähtöjen tyhjäkäyntiloisteho on noin 3 Mvar. Asemalle kannattaakin asentaa uusi 3 Mvar kompensointikuristin. Asemalla nykyään oleva 1 Mvar kuristin siirretään Kiiminkiin Hakomäen tai Kiimingin sähköasemalle kompensoimaan Nurmijärven liittymispistettä. Ilman lisäkompensointia Hiukkavaaran liittymispisteellä tulisi olemaan niin suuret loistehomaksut, että ne ehkäisemällä saatavat säästöt ovat niin merkittävät, että suurempi kompensointikuristin maksaa itsensä takaisin melkein jo ennen kuin Hiukkavaaran liittymispiste poistuu käytöstä.

Hiukkavaaran liittymispisteen poistuttua käytöstä Hiukkavaaran sähköasema siirtyy Leväsuon liittymispisteen taakse. Hiukkavaarasta tule olemaan suora 110 kV yhteys Leväsuon liittymispisteelle. Tällä hetkellä Leväsuon liittymispisteellä ei ole maksullisia loistehon ylityksiä. Hiukkavaaran kuorman siirtyminen Leväsuon liittymispisteelle, sekä Oulun keskustan loistehokuorman kasvaminen nykyistä paksumpiin kaapeleihin siirtymisen seurauksena, johtaa siihen, että ylityksien määrä Leväsuolla tulisi kuitenkin nousemaan ilman kompensointia. Tämän vuoksi Hiukkavaaraan kannattaa hankkia suuri kompensointikuristin Hiukkavaaran liittymispisteen lyhyestä jäljellä olevasta käyttöiästä huolimatta: kuristin tulee kompensoimaan Leväsuon liittymispisteen loistehokuormaa Hiukkavaaran liittymispisteen poistuttua.

Leväsuon liittymispisteen alueella ei kapasitiivinen loisteho tule suuresti kasvamaan verkostorakennuksen tai investointien seurauksena verrattuna liittymispisteen nykyiseen loistehon määrään. Leväsuolle voi muodostua jonkin verran laskutettavia loistehoylityksiä, mutta ei välttämättä niin paljoa, että olisi kannattavaa investoida kompensointikuristiin Hiukkavaaran uuden 3 Mvar kuristimen lisäksi. Leväsuon liittymispisteen loistehokuormaa tulee kuitenkin seurata ja jos ylityksien määrä kasvaa merkittävästi tulevaisuudessa, lisäkompensointia Posan tai Kuivasjärven sähköasemille tulee tilanteen mukaan harkita.

Yli-Iin alueella esiintyy suuri määrä lyhytkestoisia PJK- ja AJK-keskeytyksiä. Näistä muodostuu OESJ:lle ylimääräinen menoerä KAH –maksujen muodossa. Lyhytkestoiset keskeytykset myös alentavat asiakkaiden sähkön laatua, vaikka niistä ei vielä muodostuisikaan suurta taloudellista haittaa kotitalousasiakkaille. PJK ja AJK-keskeytyksiä voidaan ehkäistä kompensoimalla verkon maasulkuvirtaa. Kun maasulkuvirta on kompensoitu, ei vikapaikkaan muodostu valokaaria tai kosketusjännitteitä joiden poistamiseksi verkko pitäisi ottaa hetkellisesti jännitteettömäksi.

Maasulkuvirtojen kompensoinnilla parannetaan myös jakeluverkon turvallisuutta. Maasulkuvirta aiheuttaa vikapaikkaan maadoitusjännitteen, joka muodostaa kosketusjännitteet verkon komponentteihin. Kompensoimalla maasulkuvirtaa, maadoitusresistanssin kautta muodostuvat jännitteet pienenevät ja verkon käyttö tulee turvallisemmaksi.

Yli-Iin johtolähtöjen lyhytkestoisten keskeytysten ehkäisy maasulkuvirtaa kompensoimalla on hyvin kannattavaa verkon nykytilanteessa, jossa suurin osa verkosta on yhä ilmajohtoa. Tulevaisuudessa verkon kaapeloinnin edetessä osalla lähdöistä lyhytkestoiset viat ja niiden aiheuttamat KAH –kustannukset vähenevät. Samalla maakaapelin lisääminen tarkoittaa maasulkuvirran kasvamista. Tämä tarkoittaa, että johtolähdölle tarvitsisi hankkia suurempi maasulkuvirrankompensointikapasiteetti pienempiä KAH – kustannuksia kohden. Pelkästään tällä mittarilla katsottuna suurempien maasulkuvirran kompensointilaitteiden hankinta ei jokaisella Yli-Iin johtolähdöllä olisi kannattavaa, mutta muut seikat, kuten maadoitusimpedanssien rajoittaminen tai johtolähdön uuden maakaapelin aiheuttaman loistehon kompensointi yhdistelmälaiteella voi tehdä maasulkukompensoinnista kannattavaa myös vähemmän vikaherkillä Yli-Iin tulevaisuuden johtolähdöillä.

LÄHTEET

- [1] Sähkömarkkinalaki, pykälät 51 § ja 119 §, 588/2013, 2013. [Verkkosivu] Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.
- [2] Loukkalahti Mika, Järjestelmäpäällikkö, Helen Sähköverkko Oy, Haastattelu Pien-asiakkaiden loistehosta.
- [3] 19. Sähköjohtojen mitoittaminen, ABB:n TTT-käsikirja 2000-07
- [4] Tilasto: Energian hinnat [verkkojulkaisu]. Helsinki: Tilastokeskus. Saatavissa (Haettu 16.3.2018): http://www.stat.fi/til/ehi/2017/04/ehi_2017_04_2018-03-13_tie_001_fi.html.
- [5] ABB Strömberg, Teknisiä tietoja ja taulukoita, 8. painos. Vaasa, 1990, 586 sivua.
- [6] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot 1: järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta, Otatieto, Helsinki, 2011, 520 sivua.
- [7] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot. II, Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Otatieto Helsinki University Press, Helsinki, 2011, 551 sivua.
- [8] Energiavirasto, Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viiden-
nellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla, 2015, 120 sivua.
- [9] Fingrid Oyj, Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito, 2017, 10 sivua.
- [10] Fingrid Oyj, Loissähkön käyttö ja loistehoreservi, Fingrid Oyj. [Verkkosivu] Saatavissa (Haettu 06.06.2017): <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/loissahko/Sivut/default.aspx>.
- [11] T. Karjola, Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n verkostostrategia, Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2011, 122 sivua.
- [12] M. Laatikainen, Sähkövoimajärjestelmän muutosten vaikutus kantaverkon loistehon hallintaan. Tampereen teknillinen yliopisto, 2017, 54 sivua, 3 liitesivua.
- [13] E. Lakervi, J. Partanen, Sähkönjakelutekniikka, 3. painos ed. Gaudeamus Helsinki University Press, Helsinki, 2012, 295 sivua.
- [14] M. Männistö, M. Männistö, V. Vitikka, Yliaallot ja kompensointi, Sähköinfo, Espoo, 2006, 120 sivua.
- [15] J. Mörsky, Relesuojaustekniikka, 2. painos ed. Otatieto, Hämeenlinna, 1992, 459 sivua.
- [16] K. Nousiainen, Sähkövoimajärjestelmän perusteet, Kurssimateriaali. Tampereen teknillinen yliopisto, 2012, 180 sivua.

- [17] Oulun Energia Oy, Vuosikatsaus 2016, Oulun Energia Oy, Oulu, 2017, 58 sivua.
- [18] Oulun Energia Oy, Häiriökartta. [Verkkosivu] Saatavissa (Haettu 13.6.2017): <https://www.oulunenergia.fi/asiointi/hairiot-ja-keskeytykset/hairiokartta>.
- [19] Oulun Energia Oy, Konsernin esittely. [Verkkosivu] Saatavissa (Haettu 12.06.2017): <https://www.oulunenergia.fi/oulun-energia-konserni/konsernin-esittely>.
- [20] Oulun Energia Oy, Oulun Energia - Tehosähkön siirtohinnoista. [Verkkosivu] Saatavissa (Haettu 06.06.2017): <https://www.oulunenergia.fi/tuotteet-ja-palvelut/sahko-verkkopalvelut/verkkopalveluhinnasto/sahkon-siirtohinnoista/tehosahkon-siirtohinnoista>.
- [21] Oulun Energia Oy, Tytäryhtiöt ja osakkuudet. [Verkkosivu] Saatavissa (Haettu 12.06.2017): <https://www.oulunenergia.fi/oulun-energia-konserni/konsernin-esittely/tytaryhtiöt-ja-osakkuudet>.
- [22] Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy, Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n verkostostrategia 2035, (virheitä korjattu 12.7.2017). Oulun Energia Oy, 2016, 102 sivua.
- [23] M. Päiväranta, Maasulkuvirran kompensoinnin lisäys, 2015, 32-2 sivua.
- [24] M. Pesonen, 20 kV ilmajohtoverkon maakaapeloinnin vaikutus maasulkusuojausseen ja loistehotaseeseen, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2015, 63 sivua, 22 liitesivua.
- [25] Sähköenergialiitto ry SENER, Verkostosuositus SA 5:94. Keski-jänniteverkon sähköinen mitoittaminen, Sähköenergialiitto ry SENER, Helsinki, 1994, 74 sivua.
- [26] Suomen virallinen tilasto (SVT), Kuluttajahintaindeksi [verkkopublication]. ISSN=1796-3524. helmikuu 2018, Liitetaulukko 6. Kuluttajahintaindeksi 2005=100, Helsinki: Tilastokeskus. Saatavissa (Haettu 27.03.2018): http://www.stat.fi/til/khi/2018/02/khi_2018_02_2018-03-14_tau_006_fi.html.
- [27] P. Tarkka, L. Hietalahti, Piirianalyysi 2, Edita Prima, Helsinki, 2004, 284 sivua.
- [28] P. Väisänen, Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä, Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2012, 106 sivua, 7 liitesivua.
- [29] H. Varho, Maasulun kompensointi Vakka-Suomen Voiman verkossa, 2016, 54 sivua.